

UNIVERSIDADE DE LISBOA

FACULDADE DE CIÊNCIAS

DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA GEOGRÁFICA, GEOFÍSICA E ENERGIA



## **Análise do Regime de Produção Distribuída Fotovoltaica para Autoconsumo**

**Mestrado Integrado em Engenharia da Energia e do Ambiente**

Inês Gomes Ramalho

Dissertação orientada por:  
António Augusto Gutierrez Sá da Costa



*“A Terra providencia o suficiente para satisfazer todas as necessidades do Homem,  
mas não a sua ganância.”*

Mahatma Gandhi





## Agradecimentos

A realização desta dissertação contribuiu em muito para o meu crescimento pessoal e profissional, durante a qual tive o privilégio de ter o apoio de um conjunto de pessoas sem as quais este caminho teria sido, sem dúvida, muito mais difícil. Dito isto, gostaria de demonstrar o meu mais sincero agradecimento a todas as pessoas envolvidas nesta jornada.

Em primeiro lugar, gostaria de destacar e agradecer ao meu orientador, Professor Doutor António Sá da Costa, pela confiança, motivação e disponibilidade incansável durante todo o percurso de realização desta dissertação.

Agradeço também à Eng<sup>a</sup>. Júlia Boucinha e à Eng<sup>a</sup>. Maria João Rodrigues, pela disponibilização dos dados necessários à realização da presente dissertação.

Aos meus pais e ao meu irmão, porque eles, acima de tudo, me desejam o maior sucesso e por me acompanharem durante todo este percurso. Ao meu pai pela bondade infinita que lhe é tão característica e por todo o apoio, e à minha mãe por aceitar o meu caminho e por desde cedo me inculcar o sentido da responsabilidade de lutar pelos meus objetivos. Ao meu irmão, pelos desabafos e pela compreensão, e por suscitar em mim o desejo de estar à altura de ser um exemplo no seu próprio percurso. Não poderia deixar de agradecer também ao quinto membro da minha família, ao meu melhor amigo de quatro patas, não só porque crescemos juntos, mas também pelas longas horas em que a sua fiel companhia me afastou da solidão.

Aos meus queridos avós, Joaquim e Lurdes, porque ficariam felizes e orgulhosos pela conclusão desta importante etapa na minha vida e, acima de tudo, porque tenho sempre em mim um pedacinho dos dois.

À minha enorme família, por me completarem e me apoiarem sempre, e porque mesmo quando a distância nos separa, a sua existência dá-me força para continuar. Não poderia deixar de mencionar as minhas tias, Cristina, Linda e Mira e os meus primos, Cátia, Daniela, Luís, Maria e Rita.

Ao meu grupo de amigos por colorirem esta minha caminhada, André, Andreia, Coelho, Coelho, João Nuno, Lopes, Luís, Quim, Riso, Rui, Sandro e Teresa. É realmente uma sorte tê-los na minha vida.

Em especial, às minhas amigas, Cláudia, Galamba e Patrícia, por estarem sempre presentes em todos os momentos, pelos desabafos, pelos risos, pela enorme ajuda e pelo apoio incondicional. Não consigo imaginar este percurso sem a presença destas grandes mulheres na minha vida e nada do que possa escrever faz justiça à amizade que tenho por elas.

À Diana, por desempenhar um papel enorme na minha vida, desde os tempos em que era minha treinadora até à amizade que nos liga, pelo suporte e compreensão, pelo exemplo que me transmitiu e por me ter mostrado a pessoa que quero ser. Aprendi com ela mais do que alguma vez poderia pedir. Ao Ricardo, por ser um amigo especial que me acompanhou em muitas lutas, mas nesta em especial, por ter iluminado o meu caminho. À Jay por partilhar comigo a enorme força que a preenche. Ao Gonçalo, por me ter transmitido a segurança necessária no arranque deste projeto.

Aos amigos e colegas de curso pela partilha e companheirismo, em especial ao Fernal, à Filipa, ao Francisco, ao Gaspar, ao Gonçalo, ao Guilherme, ao Ion, ao Marco, à Marta, à Patrícia, ao Ponciano e à Susana.

Por fim, a toda a equipa Nike Chiado, com a qual trabalhei ao longo da realização desta dissertação, agradeço pelo sentido de responsabilidade, enorme aprendizagem e por me terem mostrado que basta querermos para fazer ser possível.



## Resumo

Numa era de grande consumismo, uma das preocupações a nível mundial consiste no impacto que a sociedade humana tem causado no planeta e na urgência em combater as alterações climáticas, o que levou à definição de planos de ação e cooperação entre todos os países, de que é exemplo o recente acordo de Paris assinado por 196 países. As estratégias acordadas implicam a transição das fontes de recurso de energia primária, sendo necessário investir no setor renovável e criar incentivos políticos que permitam o fim da utilização dos combustíveis fósseis. Com uma evolução tecnológica promissora, as fontes de energia renovável são uma aposta mundial para uma mudança no paradigma energético, reduzindo desta forma as emissões de gases nocivos para a atmosfera causados pelo recurso aos combustíveis fósseis. As energias renováveis representam uma solução equilibrada e apelativa em termos ambientais e económicos.

Neste âmbito, em Portugal têm sido procuradas novas soluções na produção descentralizada de energia elétrica e de inovação tecnológica, acomodando-se a figura do produtor em autoconsumo no Sistema Elétrico Independente, permitindo a existência de ligação à rede pública de distribuição de energia elétrica, na tripla perspetiva de autoconsumo, de fornecimento a terceiros e de entrega de excedentes à rede. A atividade de produção em autoconsumo promove um maior conhecimento, especialmente pelos consumidores em baixa tensão, do respetivo perfil de consumo, induzindo comportamentos de eficiência energética e contribuindo para a otimização dos recursos endógenos e para a criação de benefícios técnicos para a Rede Elétrica de Serviço Público.

Neste contexto, a presente dissertação visa a análise do regime jurídico aplicável à produção distribuída de eletricidade em autoconsumo, baseada em tecnologias de produção fotovoltaicas, que se rege pelo decreto-lei nº 153 de 20 de outubro de 2014. A análise é concretizada mediante a implementação de uma Unidade de Produção para Autoconsumo em dois casos de estudo, relativos ao setor doméstico e ao setor industrial. A Unidade de Produção para Autoconsumo em análise consiste no dimensionamento de um sistema fotovoltaico, tendo em consideração o perfil de consumo energético das instalações, para o qual foi considerada ainda a alternativa da possibilidade de integração de um sistema de armazenamento de energia.

O objetivo desta dissertação consiste em examinar se o presente regime incentiva, em termos económicos, a adesão à produção descentralizada através da figura do produtor em autoconsumo, com recurso à tecnologia fotovoltaica.

**Palavras-chave:** Armazenamento de eletricidade, autoconsumo, energias renováveis, fotovoltaica, produção distribuída.



## Abstract

In an era of big consumption, one of the world's concerns is the impact that human society has been causing in the planet and the urgency to fight climate change, which led to the definition of action plans and cooperation between all countries, as exemplified by the recent Paris agreement signed by 196 countries. Agreed strategies involve the transition of primary energy sources, to which is necessary to invest in the renewable sector and create political incentives to end the use of fossil fuels. With a promising technological evolution, renewable energy sources are a global commitment for a shift in the energy paradigm, thus reducing emissions of harmful gases into the atmosphere caused by the use of fossil fuels. Renewable energies represent a balanced and appealing solution in both environmental and economic aspects.

In this reach, Portugal has been sought new solutions in the decentralized electricity production and technological innovation, accommodation up the figure of the self-consumption producer in the Portuguese independent electricity system, allowing the existence of a connection to the public electricity distribution in a triple perspective of self-consumption, supplying third parties and net energy metering. The production activity in self-consumption promotes a greater awareness, particularly by low voltage consumers, of the respective consumption profile, inducing energy efficiency behaviours and contributing to the optimization of endogenous resources and the creation of technical benefits for the public power utility.

In this context, this dissertation aims the analysis of the legal regime of the distributed generation for self-consumption, based on photovoltaic technologies, and governed by decree-law no 153 of 20 October 2014. The analysis is achieved through the implementation of a production unit for self-consumption in two case studies, relating to the domestic sector and the industrial sector. The production unit for self-consumption for analysis consists in the design of a photovoltaic system, taking into account energy consumption profile of the facilities, for which was considered the alternative possibility of integrating an energy storage system.

The aim of this dissertation is to examine whether the present regime encourages, in economic terms, decentralized production through the figure of the self-consumption producer, with the resource of photovoltaic technology.

**Keywords:** Distributed generation, electricity storage, photovoltaic, renewable energy, self-consumption.



## Índice

Capítulo 1 - Introdução.....	1
1.1 Enquadramento.....	1
1.2 Motivação.....	2
1.3 Objetivos e estrutura da dissertação .....	2
Capítulo 2 - Energia solar fotovoltaica.....	5
2.1 Radiação solar .....	5
2.1.1 Movimento Terra-Sol .....	7
2.1.2 Ângulo de incidência.....	9
2.1.3 Recurso de energia solar em Portugal .....	10
2.1.4 Aproveitamento do recurso solar.....	11
2.2 Célula fotovoltaica .....	12
2.2.1 Princípio de funcionamento.....	12
2.2.2 Tecnologia fotovoltaica .....	14
2.2.3 Propriedades elétricas da célula fotovoltaica.....	16
2.3 Módulo fotovoltaico .....	18
2.3.1 Estrutura .....	18
2.3.2 Ligação entre as células fotovoltaicas .....	19
2.3.3 Sombreamento.....	20
2.4 Modelo matemático dos cinco parâmetros .....	20
2.4.1 Cálculo dos parâmetros nas condições STC.....	21
2.4.2 Variação dos parâmetros com as condições de operação .....	23
2.4.3 Cálculo da potência .....	25
2.5 Equipamentos de um sistema fotovoltaico .....	26
2.5.1 Painel fotovoltaico.....	27
2.5.2 Inversores .....	29
2.5.3 Baterias .....	31
2.5.4 Regulador de carga.....	33

2.5.5	Cablagem.....	33
2.5.6	Outros .....	35
2.6	Sistemas fotovoltaicos .....	36
2.6.1	Sistemas autónomos .....	36
2.6.2	Sistemas ligados à rede.....	37
2.6.3	Sistemas híbridos.....	37
2.7	Enquadramento energético .....	37
2.7.1	As energias renováveis no mundo .....	38
2.7.2	As energias renováveis em Portugal.....	41
Capítulo 3 -	Enquadramento legal da produção distribuída .....	45
3.1	Evolução da legislação em Portugal.....	45
3.1.1	Microprodução .....	48
3.1.2	Miniprodução .....	48
3.2	Legislação atual.....	49
3.2.1	Autoconsumo.....	51
3.2.2	Pequena produção.....	52
Capítulo 4 -	Metodologia.....	55
4.1	Perfil do consumo de energia .....	56
4.1.1	Instalações elétricas .....	56
4.1.2	Sistema elétrico nacional.....	62
4.1.3	Sistema tarifário .....	64
4.2	Exploração do recurso solar .....	66
4.3	Dimensionamento do sistema fotovoltaico .....	67
4.3.1	Painel Fotovoltaico.....	68
4.3.2	Inversores .....	68
4.3.3	Cablagem.....	70
4.3.4	Baterias e regulador de carga .....	70
4.4	Produção distribuída fotovoltaica.....	71



4.5	Avaliação económica das unidades de produção fotovoltaica .....	74
Capítulo 5 - Caso de estudo do setor doméstico.....		77
5.1	Perfil de consumo energético .....	77
5.2	Exploração do recurso solar.....	78
5.3	Unidade de produção fotovoltaica para autoconsumo sem armazenamento de energia.....	80
5.3.1	Dimensionamento do sistema fotovoltaico .....	80
5.3.2	Produção distribuída fotovoltaica.....	84
5.3.3	Avaliação económica .....	85
5.4	Unidade de produção fotovoltaica para autoconsumo com armazenamento de energia .....	88
5.4.1	Dimensionamento do sistema fotovoltaico .....	88
5.4.2	Produção distribuída fotovoltaica.....	91
5.4.3	Avaliação económica .....	93
5.5	Análise das unidades de produção fotovoltaica otimizadas .....	96
Capítulo 6 - Caso de estudo do setor industrial .....		103
6.1	Perfil de consumo energético .....	103
6.2	Exploração do recurso solar .....	105
6.3	Unidade de produção fotovoltaica para autoconsumo sem armazenamento de energia.....	107
6.3.1	Dimensionamento do sistema fotovoltaico .....	107
6.3.2	Produção distribuída fotovoltaica.....	109
6.3.3	Avaliação económica .....	111
6.4	Unidade de produção fotovoltaica para autoconsumo com armazenamento de energia .....	113
6.4.1	Dimensionamento do sistema fotovoltaico .....	113
6.4.2	Produção distribuída fotovoltaica.....	119
6.4.3	Avaliação económica .....	121
6.5	Análise das unidades de produção fotovoltaica otimizadas .....	124
Capítulo 7 - Conclusão .....		133
Referências Bibliográficas .....		137

Anexos - Configuração elétrica das unidades de produção fotovoltaica para autoconsumo otimizadas ..	
.....	141

## Índice de figuras

Fig. 1 - Espectro eletromagnético. (Galleryhip).....	5
Fig. 2 - Ângulo zénite solar. (Honsberg & Bowden 2014a).....	6
Fig. 3 - Espectro solar. (Brito 2012).....	7
Fig. 4 - Movimento de translação da Terra. (TempoPrevisão 2012).....	7
Fig. 5 - Coordenadas solares. (Brito 2012).....	8
Fig. 6 - Declinação solar. (Brito 2012).....	9
Fig. 7 - Incidência da radiação solar sobre um painel inclinado. (Falcão 2008) .....	9
Fig. 8 - Irradiação Global Mundial. (SolarGIS 2014) .....	10
Fig. 9 - Irradiação global de Portugal. (SolarGIS 2014) .....	11
Fig. 10 - Diferentes aplicações para aproveitamento do recurso solar.....	12
Fig. 11 - Junção PN. (Wikipedia 2013b).....	13
Fig. 12 - Estrutura da célula fotovoltaica. (BlueSol 2011).....	13
Fig. 13 - Evolução da eficiência dos diferentes tipos de células solares. (NREL 2014) .....	15
Fig. 14 - Circuito equivalente de uma célula solar. (Hejri et al. 2013) .....	16
Fig. 15 - Curvas I-V e P-V para uma célula solar típica em condições STC. (VolkerQuaschning 2004) .....	17
Fig. 16 - Estrutura típica de um módulo fotovoltaico. (RITEK) .....	19
Fig. 17 - Curva característica I-V de um módulo fotovoltaico com N células em série e M células em paralelo. (Honsberg & Bowden 2012b).....	19
Fig. 18 - Representação esquemática de um módulo fotovoltaico: (a) sombreado (b) sombreado com diodos <i>bypass</i> . (Carneiro 2010).....	20
Fig. 19 - Variação da curva característica I-V de uma célula fotovoltaica com a: (a) temperatura (b) irradiância. (Pinho & Galdino 2014).....	23
Fig. 20 - Elementos base constituintes de um sistema fotovoltaico com ligação à rede. (Princeton Engineering Services).....	27
Fig. 21 - Célula, módulo e painel fotovoltaicas. (ETAP) .....	27
Fig. 22 - Representação esquemática da associação em série de $n$ módulos fotovoltaicos. (Carneiro 2010) .....	27
Fig. 23 - Representação esquemática da associação em paralelo de $m$ módulos fotovoltaicos. (Carneiro 2010).....	28
Fig. 24 - Representação esquemática da associação mista de $n \times m$ módulos fotovoltaicos. (Carneiro 2010).....	28
Fig. 25 - Insolação diária. (Wikipedia 2013a) .....	29
Fig. 26 - Inversor DC/AC. (ADIV) .....	29

Fig. 27 - Tipos de inversores classificados de acordo com o princípio de funcionamento. (Pinho & Galdino 2014).....	30
Fig. 28 - Baterias solares. (ADIV) .....	31
Fig. 29 - Relação entre o número de ciclos de uma bateria com a profundidade de descarga para uma bateria chumbo-ácido (Rolls). .....	32
Fig. 30 - Regulador de carga. (FFSolar).....	33
Fig. 31 - Cablagens para um sistema fotovoltaico. (Morais 2009).....	34
Fig. 32 - Diferentes aplicações de sistemas fotovoltaicos. ....	36
Fig. 33 - Potência mundial instalada proveniente de fontes renováveis do setor elétrico no ano de 2014 (REN 21 2015). ....	38
Fig. 34 - Evolução da potência mundial instalada fotovoltaica (REN 21 2015). ....	39
Fig. 35 - Países com políticas e estratégias sobre as energias renováveis, no início de 2015 (REN 21 2015).....	40
Fig. 36 - Metas de incorporação de renováveis no consumo de energia final dos países membro da União Europeia (European Union 2015).....	41
Fig. 37 - Evolução da potência instalada proveniente de fontes renováveis em Portugal (DGEG 2015). ....	42
Fig. 38 - Potência instalada proveniente de fontes renováveis para Portugal no ano de 2014 (DGEG 2015).....	42
Fig. 39 - Peso das diferentes fontes de consumo de eletricidade em Portugal Continental no ano de 2014 (APREN 2015). ....	43
Fig. 40 - Representação esquemática de um sistema de autoconsumo fotovoltaico. (FFSolar).....	51
Fig. 41 - Representação esquemática de um sistema de pequena produção fotovoltaica. (FFSolar) ....	53
Fig. 42 - Fluxograma representativo da metodologia.....	55
Fig. 43 - Sistema monofásico (Paiva 2011).....	57
Fig. 44 - Tensão, corrente e potência num sistema monofásico (Paiva 2011). ....	57
Fig. 45 - Triângulo de potências (CATEDU).....	58
Fig. 46 - Forças eletromotrizes de um sistema trifásico: (a) variação no tempo (b) diagrama de fasores (Paiva 2011). ....	59
Fig. 47 - Sistema trifásico ligado em estrela (Resende & Labrique).....	60
Fig. 48 - Fasores de tensão simples e composta num sistema trifásico simétrico (Paiva 2011). ....	60
Fig. 49 - Sistema trifásico ligado em triângulo (Resende & Labrique).....	61
Fig. 50 - Esquema simplificado da organização do SEN (Castro 2012). ....	63
Fig. 51 - Representação esquemática da tarifa de venda a clientes finais (ERSE).....	64
Fig. 52 - Período horário em ciclo semanal para todos os fornecimentos em Portugal Continental (ERSE). ....	65
Fig. 53 - Período horário em ciclo semanal para MAT, AT e MT em Portugal Continental (ERSE)...	65

Fig. 54 – Período horário em ciclo diário para BT em Portugal Continental (ERSE). ....	65
Fig. 55 – Menu da ferramenta PVGIS para o cálculo da irradiação global e temperatura mensais (IET). .....	66
Fig. 56 – Menu da ferramenta PVGIS para o cálculo da irradiância média diária (IET).....	67
Fig. 57 - Preço de mercado da eletricidade (ERSE).....	73
Fig. 58 – Variação dos índices de eletricidade resultantes da média mensal dos preços de fecho do OMIE relativos a Portugal (OMIP). ....	73
Fig. 59 – Variação do consumo doméstico energia elétrica no período de amostragem correspondente a um ano típico.....	77
Fig. 60 - Diagrama de carga diário ao longo de uma semana típica do consumo doméstico de energia elétrica. ....	78
Fig. 61 - Faturação do consumo doméstico mensal da energia elétrica ao longo de um ano típico.....	78
Fig. 62 – Variação mensal da temperatura ambiente média e máxima no concelho de Lisboa. ....	79
Fig. 63 - Irradiação global média mensal e irradiância máxima incidente sobre um plano inclinado de 34° no concelho de Lisboa.....	79
Fig. 64 – Variação da temperatura média e máxima das células que constituem os módulos fotovoltaicos em Lisboa. ....	81
Fig. 65 - Representação esquemática da configuração do sistema fotovoltaico com os microinversores (FFSolar). ....	83
Fig. 66 - Variação mensal da produção fotovoltaica para o primeiro ano de exploração das opções de projeto da UPAC sem armazenamento de energia do setor doméstico. ....	85
Fig. 67 - Produção fotovoltaica ao longo do período de exploração dos projetos em análise da UPAC sem armazenamento de energia do setor doméstico.....	87
Fig. 68 - Fluxo monetário total atualizado para os projetos em análise da UPAC sem armazenamento de energia do setor doméstico. ....	88
Fig. 69 - Variação mensal da produção fotovoltaica para o primeiro ano de exploração das opções de projeto da UPAC com armazenamento de energia do setor doméstico.....	92
Fig. 70 - Produção fotovoltaica ao longo do período de exploração dos projetos em análise da UPAC com armazenamento de energia do setor doméstico. ....	95
Fig. 71 - Fluxo monetário total atualizado para os projetos em análise da UPAC com armazenamento de energia o setor doméstico. ....	95
Fig. 72 - Distribuição dos custos integrantes do investimento inicial para a UPAC sem armazenamento de energia do setor doméstico. ....	97
Fig. 73 - Distribuição dos custos integrantes do investimento inicial para a UPAC com armazenamento de energia do setor doméstico. ....	97
Fig. 74 – Distribuição mensal do consumo elétrico do setor doméstico com a implementação da UPAC sem armazenamento de energia.....	98

Fig. 75 – Distribuição mensal do consumo elétrico do setor doméstico com a implementação da UPAC com armazenamento de energia. ....	98
Fig. 76 – Diagrama de produção e consumo do setor doméstico com a implementação da UPAC sem armazenamento de energia. ....	99
Fig. 77 - Diagrama de produção e consumo do setor doméstico com a implementação da UPAC com armazenamento de energia. ....	99
Fig. 78 – Distribuição anual do consumo elétrico do setor doméstico com a implementação da UPAC sem armazenamento de energia. ....	100
Fig. 79 - Distribuição anual do consumo elétrico do setor doméstico com a implementação da UPAC com armazenamento de energia. ....	100
Fig. 80 - Variação do consumo elétrico proveniente da RESP para o caso de estudo do setor doméstico. ....	100
Fig. 81 - Variação mensal do fluxo de eletricidade relativo à UPAC sem armazenamento de energia do setor doméstico. ....	101
Fig. 82 - Variação mensal do fluxo de eletricidade relativo à UPAC com armazenamento de energia do setor doméstico. ....	101
Fig. 83 - Distribuição anual da produção fotovoltaica para a UPAC sem armazenamento de energia do setor doméstico. ....	102
Fig. 84 - Distribuição anual da produção fotovoltaica para a UPAC com armazenamento de energia do setor doméstico. ....	102
Fig. 85 - Variação do consumo industrial de energia elétrica no período de amostragem correspondente a um ano típico. ....	103
Fig. 86 – Diagrama de carga correspondente a um dia útil típico do consumo industrial de energia elétrica, no período de hora legal de verão. ....	104
Fig. 87 - Diagrama de carga correspondente a uma semana típica do consumo industrial de energia elétrica. ....	104
Fig. 88 - Faturação do consumo industrial mensal de energia elétrica ao longo de um ano típico. ....	105
Fig. 89 - Variação mensal da temperatura ambiente média e máxima para a freguesia da Lousa. ....	106
Fig. 90 - Irradiação global média mensal e irradiância máxima incidente sobre um plano inclinado de 33° na freguesia da Lousa. ....	106
Fig. 91 - Variação da temperatura média e máxima das células que constituem os módulos fotovoltaicos na Lousa. ....	107
Fig. 92 - Variação mensal da produção fotovoltaica para o primeiro ano de exploração das opções de projeto da UPAC sem armazenamento de energia do setor industrial. ....	110
Fig. 93 - Produção fotovoltaica ao longo do período de exploração dos projetos em análise da UPAC sem armazenamento de energia do setor industrial. ....	112

Fig. 94 - Fluxo monetário total atualizado para os projetos em análise da UPAC sem armazenamento de energia do setor industrial. ....	113
Fig. 95 - Capacidade nominal e corrente de descarga da bateria <i>Rolls Series 4000 T12 250</i> em função do tempo de descarga (FFSolar).....	117
Fig. 96 - Variação mensal da produção fotovoltaica para o primeiro ano de exploração das opções de projeto da UPAC com armazenamento de energia do setor industrial.....	120
Fig. 97 - Produção fotovoltaica ao longo do período de exploração dos projetos em análise da UPAC com armazenamento de energia do setor industrial. ....	123
Fig. 98 - Fluxo monetário total atualizado para os projetos em análise da UPAC com armazenamento de energia do setor industrial. ....	123
Fig. 99 - Distribuição dos custos integrantes do investimento inicial para a UPAC sem armazenamento de energia do setor industrial.....	125
Fig. 100 - Distribuição dos custos integrantes do investimento inicial para a UPAC com armazenamento de energia do setor industrial.....	125
Fig. 101 - Distribuição mensal do consumo elétrico do setor industrial com a implementação da UPAC sem armazenamento de energia.....	126
Fig. 102 - Distribuição mensal do consumo elétrico do setor industrial com a implementação da UPAC com armazenamento de energia. ....	126
Fig. 103 - Diagrama de produção e consumo do setor industrial num dia útil com a implementação da UPAC sem armazenamento de energia. ....	127
Fig. 104 - Diagrama de produção e consumo do setor industrial num dia útil com a implementação da UPAC com armazenamento de energia.....	127
Fig. 105 - Diagrama de produção e consumo do setor industrial num dia não útil com a implementação da UPAC sem armazenamento de energia. ....	128
Fig. 106 - Diagrama de produção e consumo do setor industrial num dia não útil com a implementação da UPAC com armazenamento de energia. ....	128
Fig. 107 - Distribuição anual do consumo elétrico do setor industrial com a implementação da UPAC sem armazenamento de energia.....	129
Fig. 108 - Distribuição anual do consumo elétrico do setor industrial com a implementação da UPAC com armazenamento de energia. ....	129
Fig. 109 - Variação do consumo elétrico proveniente da RESP para o caso de estudo do setor industrial. ....	129
Fig. 110 - Variação mensal do fluxo de eletricidade relativo à UPAC sem armazenamento de energia do setor industrial. ....	130
Fig. 111 - Variação mensal do fluxo de eletricidade relativo à UPAC com armazenamento de energia do setor industrial. ....	130

Fig. 112 - Distribuição anual da produção fotovoltaica para a UPAC sem armazenamento de energia do setor industrial. ....	131
Fig. 113 - Distribuição anual da produção fotovoltaica para a UPAC com armazenamento de energia do setor industrial. ....	131



## Índice de tabelas

Tabela 1 - Variação da tarifa com a fonte de energia primária utilizada para as unidades de microprodução.....	48
Tabela 2 - Variação da tarifa com a fonte de energia primária utilizada para as unidades de miniprodução. ....	49
Tabela 3 - Taxa para registo da unidade produtora. ....	50
Tabela 4 - Variação da tarifa de referência com a fonte de energia primária utilizada pelas unidades de pequena produção.....	53
Tabela 5 - Quotas mensais distribuídas pelas categorias das unidades de pequena produção. ....	54
Tabela 6 - Caracterização dos níveis de tensão. ....	62
Tabela 7 – Tarifa remuneradora mensal das UPAC com base nos índices de eletricidade do OMIE referentes ao ano de 2015 (OMIP). ....	74
Tabela 8 - Características dos módulos fotovoltaicos <i>Sunmodule Plus SW 250 poly</i> e <i>Sunmodule Plus SW 285 mono</i> , nas condições STC (FFSolar).....	80
Tabela 9 - Características elétricas dos módulos fotovoltaicos <i>Sunmodule Plus SW 250 poly</i> e <i>Sunmodule Plus SW 285 mono</i> sob as condições nominais de operação em Lisboa, com uma irradiância incidente de 1126,80 W/m <sup>2</sup> e uma temperatura ambiente de 35,0°C. ....	81
Tabela 10 - Características do microinversor <i>INV250-45</i> da <i>AEconversion</i> (FFSolar).....	82
Tabela 11 – Opções de dimensionamento do sistema fotovoltaico para a UPAC sem armazenamento de energia do setor doméstico. ....	82
Tabela 12 - Características elétricas do painel fotovoltaico para cada opção de projeto da UPAC sem armazenamento de energia do setor doméstico. ....	83
Tabela 13 - Resultados do dimensionamento da cablagem para cada opção de projeto da UPAC sem armazenamento de energia do setor doméstico. ....	84
Tabela 14 - Eficiência do sistema fotovoltaico para cada opção de projeto da UPAC sem armazenamento de energia do setor doméstico. ....	84
Tabela 15 - Resultados obtidos para a produção distribuída fotovoltaica sem armazenamento de energia do setor doméstico no primeiro ano de exploração. ....	85
Tabela 16 - Discriminação da fatura energética no primeiro ano de exploração relativa às opções de projeto da UPAC sem armazenamento de energia do setor doméstico. ....	85
Tabela 17 - Orçamento discriminado para o sistema fotovoltaico da UPAC 1 sem armazenamento de energia do setor doméstico. ....	86
Tabela 18 - Orçamento discriminado para o sistema fotovoltaico da UPAC 2 sem armazenamento de energia do setor doméstico. ....	86
Tabela 19 - Orçamento discriminado para o sistema fotovoltaico da UPAC 3 sem armazenamento de energia do setor doméstico. ....	86

Tabela 20 - Custo do capital para os projetos em análise da UPAC sem armazenamento de energia do setor doméstico.....	86
Tabela 21 - Custos operacionais anuais sem atualização para os projetos em análise da UPAC sem armazenamento de energia do setor doméstico. ....	87
Tabela 22 - Indicadores económicos para os projetos em análise da UPAC sem armazenamento de energia do setor doméstico. ....	88
Tabela 23 - Características do inversor <i>Sunny Boy 1300TL</i> da <i>SMA</i> (FFSolar).....	89
Tabela 24 - Opções de dimensionamento do sistema fotovoltaico para a UPAC com armazenamento de energia do setor doméstico. ....	89
Tabela 25 - Características elétricas do painel fotovoltaico para cada opção de projeto da UPAC com armazenamento de energia do setor doméstico. ....	89
Tabela 26 - Resultados do dimensionamento da cablagem para cada opção de projeto da UPAC com armazenamento de energia do setor doméstico. ....	90
Tabela 27 - Resultados obtidos para a capacidade mínima do banco de baterias para cada opção de projeto da UPAC com armazenamento de energia do setor doméstico.....	90
Tabela 28 - Características da bateria <i>Classic EnerSol 50</i> da <i>Exide</i> . (FFSolar).....	91
Tabela 29 - Resultados obtidos para a energia útil disponível para armazenamento de cada opção de projeto da UPAC com armazenamento de energia do setor doméstico.....	91
Tabela 30 - Características do regulador de carga <i>TriStar MPPT 600 V</i> (Morningstar).....	91
Tabela 31 - Eficiência do sistema fotovoltaico para cada opção de projeto da UPAC com armazenamento de energia do setor doméstico. ....	92
Tabela 32 - Resultados obtidos para a produção distribuída fotovoltaica com armazenamento de energia do setor doméstico no primeiro ano de exploração. ....	92
Tabela 33 - Discriminação da fatura energética no primeiro ano de exploração relativa às opções de projeto da UPAC com armazenamento de energia do setor doméstico.....	93
Tabela 34 - Orçamento discriminado para o sistema fotovoltaico da UPAC 1 com armazenamento de energia do setor doméstico. ....	93
Tabela 35 - Orçamento discriminado para o sistema fotovoltaico da UPAC 2 com armazenamento de energia do setor doméstico. ....	93
Tabela 36 - Orçamento discriminado para o sistema fotovoltaico da UPAC 3 com armazenamento de energia do setor doméstico. ....	94
Tabela 37 - Custo do capital para os projetos em análise da UPAC com armazenamento de energia do setor doméstico.....	94
Tabela 38 - Custos operacionais anuais sem atualização para os projetos em análise da UPAC com armazenamento de energia do setor doméstico. ....	94
Tabela 39 - Indicadores económicos para os projetos em análise da UPAC com armazenamento de energia do setor doméstico. ....	96

Tabela 40 - Indicadores económicos para os projetos otimizados da UPAC do setor doméstico.....	96
Tabela 41 - Tarifa transitória de venda a clientes finais em MT de longas utilizações (ERSE 2014). 103	
Tabela 42 - Características elétricas dos módulos fotovoltaicos <i>Sunmodule Plus SW 250 poly</i> sob as condições nominais de operação na Lousa, com uma irradiância incidente de 1173,60 W/m <sup>2</sup> e uma temperatura ambiente de 34,9°C.....	107
Tabela 43 - Características dos inversores <i>FLX Pro 15</i> e <i>Sunny Tripower 25000TL</i> da <i>SMA</i> (FFSolar). .....	108
Tabela 44 - Opções de dimensionamento do sistema fotovoltaico para a UPAC sem armazenamento de energia do setor industrial. ....	108
Tabela 45 - Características elétricas do painel fotovoltaico para cada opção de projeto da UPAC sem armazenamento de energia do setor industrial. ....	109
Tabela 46 - Resultados do dimensionamento da cablagem para cada opção de projeto da UPAC sem armazenamento de energia do setor industrial. ....	109
Tabela 47 - Eficiência do sistema fotovoltaico para cada opção de projeto da UPAC sem armazenamento de energia do setor industrial.....	110
Tabela 48 - Resultados obtidos para a produção distribuída fotovoltaica sem armazenamento de energia do setor industrial no primeiro ano de exploração. ....	110
Tabela 49 - Discriminação da fatura energética no primeiro ano de exploração relativa às opções de projeto da UPAC sem armazenamento de energia do setor industrial. ....	111
Tabela 50 - Orçamento discriminado para o sistema fotovoltaico da UPAC 1 sem armazenamento de energia do setor industrial. ....	111
Tabela 51 - Orçamento discriminado para o sistema fotovoltaico da UPAC 2 sem armazenamento de energia do setor industrial. ....	111
Tabela 52 - Orçamento discriminado para o sistema fotovoltaico da UPAC 3 sem armazenamento de energia do setor industrial. ....	111
Tabela 53 - Custo do capital para os projetos em análise da UPAC sem armazenamento de energia do setor industrial. ....	112
Tabela 54 - Custos operacionais anuais sem atualização para os projetos em análise da UPAC sem armazenamento de energia do setor industrial. ....	112
Tabela 55 - Indicadores económicos para os projetos em análise da UPAC sem armazenamento de energia do setor industrial. ....	113
Tabela 56 - Opções de dimensionamento do sistema fotovoltaico com armazenamento de energia para a UPAC do setor industrial.....	114
Tabela 57 – Composição e característica elétricas de um bloco fotovoltaico para cada opção de projeto da UPAC com armazenamento de energia do setor industrial. ....	115
Tabela 58 - Características elétricas do painel fotovoltaico para cada opção de projeto da UPAC com armazenamento de energia do setor industrial. ....	115

Tabela 59 - Resultados do dimensionamento da cablagem para cada opção de projeto da UPAC com armazenamento de energia do setor industrial. ....	116
Tabela 60 - Características da bateria <i>Rolls Series 4000 T12 250</i> para um tempo de descarga de 50 h (FFSolar). ....	117
Tabela 61 - Resultados obtidos das necessidades energéticas para armazenamento, potência limite e necessidades de descarga para efeitos do dimensionamento do banco de baterias. ....	118
Tabela 62 - Resultados obtidos para a capacidade mínima do banco de baterias para cada opção de projeto da UPAC com armazenamento de energia do setor industrial. ....	118
Tabela 63 - Estrutura e características do banco de baterias que integra as opções de projeto da UPAC com armazenamento de energia do setor industrial. ....	118
Tabela 64 - Resultados obtidos para a energia útil disponível para armazenamento de cada opção de projeto da UPAC com armazenamento de energia do setor industrial. ....	119
Tabela 65 - Estrutura e características do conjunto de reguladores de carga que integram as opções de projeto da UPAC com armazenamento de energia do setor industrial. ....	119
Tabela 66 - Redução da potência contratada e limitação do carregamento do banco de baterias proveniente da RESP para as opções de projeto da UPAC com armazenamento de energia do setor industrial. ....	119
Tabela 67 - Eficiência do sistema fotovoltaico para cada opção de projeto da UPAC com armazenamento de energia do setor industrial. ....	120
Tabela 68 - Resultados obtidos para a produção distribuída fotovoltaica com armazenamento de energia do setor industrial no primeiro ano de exploração. ....	120
Tabela 69 - Discriminação da fatura energética no primeiro ano de exploração relativa às opções de projeto da UPAC com armazenamento de energia do setor industrial. ....	121
Tabela 70 - Orçamento discriminado para o sistema fotovoltaico da UPAC 1 com armazenamento de energia do setor industrial. ....	121
Tabela 71 - Orçamento discriminado para o sistema fotovoltaico da UPAC 2 com armazenamento de energia do setor industrial. ....	121
Tabela 72 - Orçamento discriminado para o sistema fotovoltaico da UPAC 3 com armazenamento de energia do setor industrial. ....	122
Tabela 73 - Custo do capital para os projetos em análise da UPAC com armazenamento de energia do setor industrial. ....	122
Tabela 74 - Custos operacionais anuais sem atualização para os projetos em análise da UPAC com armazenamento de energia do setor industrial. ....	122
Tabela 75 - Indicadores económicos para os projetos em análise da UPAC com armazenamento de energia do setor industrial. ....	124
Tabela 76 - Indicadores económicos para os projetos otimizados da UPAC do setor industrial. ....	124

## Lista de abreviaturas

AC	Corrente Alternada ( <i>Alternating Current</i> )
AM	Massa de Ar ( <i>Air Mass</i> )
AT	Alta Tensão
BT	Baixa Tensão
BTE	Baixa Tensão Especial
BTN	Baixa Tensão Normal
CIEG	Custos decorrentes de medidas de política energética, de sustentabilidade ou de interesse económico geral
COP	Conferência das Partes ( <i>Conference of Parties</i> )
CUR	Comercializador de Último Recurso
DC	Corrente Contínua ( <i>Direct Current</i> )
DGEG	Direção Geral de Energia e Geologia
EDP	Energias de Portugal
ERSE	Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos
HC	Horas de Cheia
HFV	Horas Fora de Vazio
HP	Horas de Ponta
HSV	Horas de Super Vazio
HV	Horas de Vazio
INE	Instituto Nacional de Estatística
IRS	Imposto sobre o Rendimento das Pessoas Singulares
IVA	Imposto sobre o Valor Acrescentado
MAT	Muito Alta Tensão
MIBEL	Mercado Ibérico de Eletricidade
MPP	Ponto de Potência Máxima ( <i>Maximum Power Point</i> )
MT	Média Tensão
NOCT	Temperatura Nominal de Funcionamento da Célula ( <i>Nominal Operating Cell Temperature</i> )
OMIE	Operador do Mercado Ibérico de Energia
PRE	Produção em Regime Especial
PRO	Produção em Regime Ordinário
PV	Fotovoltaico ( <i>Photovoltaics</i> )
PVGIS	Sistema de Informação Geográfica Fotovoltaica ( <i>Photovoltaic Geographical Information System</i> )
REN	Redes Energéticas Nacionais

RESP	Rede Elétrica de Serviço Público
RND	Rede Nacional de Distribuição
RNT	Rede Nacional de Transporte
SEI	Sistema Elétrico Independente
SEN	Sistema Elétrico Nacional
SEP	Sistema Elétrico de Serviço Público
SERUP	Sistema Eletrónico de Registo de Unidades de Produção
STC	Condições Nominais de Teste ( <i>Standard Test Conditions</i> )
TSO	Operador do Sistema de Transporte ( <i>Transmission System Operator</i> )
UP	Unidade de Produção (UPAC e UPP referidas conjuntamente)
UPAC	Unidade de Produção para Autoconsumo
UPP	Unidade de Pequena Produção

## Lista de símbolos

$A_{\text{módulo}}$	Área do módulo fotovoltaico	[m <sup>2</sup> ]
$C$	Capacidade mínima do banco de baterias	[Ah]
$C_n$	Capacidade nominal do banco de baterias	[Ah]
$C_{UPAC,m}$	Compensação dos CIEG no mês m	[€]
$DOD$	Profundidade de descarga	[%]
$E_{\text{armazenamento}}$	Energia necessária para o sistema de armazenamento	[Wh]
$E_{\text{fornecida}}$	Energia fornecida pela UPAC	[Wh]
$E_{PV}$	Energia elétrica produzida pelo painel fotovoltaico	[Wh/dia]
$E_s$	Irradiação solar incidente	[Wh/m <sup>2</sup> ]
$E_{UPAC}$	Energia elétrica proveniente da UPAC	[Wh]
$E_{\text{útil}}$	Energia útil do sistema de armazenamento	[Wh]
$f$	Frequência	[Hz]
$FF$	Fator de forma	[-]
$G_0$	Irradiância máxima à superfície terrestre (1000 W/m <sup>2</sup> )	[W/m <sup>2</sup> ]
$G_i$	Irradiância incidente à superfície captadora	[W/m <sup>2</sup> ]
$G_N$	Irradiância normal à superfície	[W/m <sup>2</sup> ]
$\alpha_s$	Altitude solar	[°]
$h_p$	Horas solares pico	[h/dia]
$i$	Corrente instantânea	[A]
$I$	Corrente	[A]
$I_0$	Corrente inversa de saturação do díodo	[A]
$I_D$	Corrente do díodo	[A]
$I_{BAT}$	Corrente de descarga das baterias	[A]
$I_L$	Corrente na linha trifásica	[A]
$I_{\text{max}BAT}$	Corrente máxima de descarga das baterias	[A]
$I_{\text{max},INV(AC)}$	Corrente máxima de saída do inversor	[A]
$I_{\text{max},INV(DC)}$	Corrente máxima de entrada no inversor	[A]
$I_{\text{max}PV}$	Corrente máxima do painel fotovoltaico	[A]
$I_{MPP}$	Corrente para o ponto de potência máxima	[A]
$I_{n,\text{max}}$	Corrente que atravessa cada fileira de módulos fotovoltaicos	[A]
$I_{ph}$	Corrente fotogerada pela célula fotovoltaica	[A]
$I_{SC}$	Corrente de curto-circuito	[A]
$I_{sh}$	Corrente de shunt	[A]

$k_B$	Constante de Boltzmann ( $1,38 \times 10^{-23}$ J/K)	[J/k]
$k_t$	Coefficiente de ponderação a aplicar ao valor do CIEG	[%]
$l$	Comprimento da linha do cabo elétrico	[m]
$n$	Fator de idealidade do díodo	[-]
$N$	Número total de módulos fotovoltaicos	[-]
$N_L$	Número de cabos elétricos	[-]
$N_P$	Número de módulos fotovoltaicos ligados em paralelo	[-]
$N_{P,BAT}$	Número de baterias ligadas em paralelo	[-]
$N_{P,INV}$	Número de inversores ligados em paralelo	[-]
$N_{P,RC}$	Número de reguladores de carga ligados em paralelo	[-]
$N_S$	Número de células associadas em série que integram um módulo fotovoltaico	[-]
$N_S$	Número de módulos fotovoltaicos ligados em série	[-]
$N_{S,BAT}$	Número de baterias ligadas em série	[-]
$N_{S,INV}$	Número de inversores ligados em série	[-]
$N_{S,RC}$	Número de reguladores de carga ligados em série	[-]
$OMIE_m$	Valor da média dos preços de fecho do OMIE para Portugal no mês m	[€/kWh]
$p$	Potência instantânea	[W]
$P$	Potência ativa	[W]
$P_{limite}$	Potência limite definida para o modelo de armazenamento de energia	[W]
$P_L$	Perdas de transmissão nas linhas dos cabos	[W]
$P_{max}$	Potência máxima (nominal) das células fotovoltaicas ( $P_{MPP}$ )	[W <sub>p</sub> ]
$P_{max,CAB}$	Potência máxima nos cabos elétricos	[W]
$P_{max,INV(AC)}$	Potência nominal do inversor em corrente alternada	[W]
$P_{max,INV(DC)}$	Potência nominal do inversor em corrente contínua	[W]
$P_{max,PV}$	Potência máxima (nominal) do painel fotovoltaico	[W]
$P_{Joule}$	Perdas sob efeito de Joule	[W]
$P_{UPAC}$	Potência instalada da UPAC	[W]
$P_{ligação}$	Potência de ligação da UPAC à RESP	[W]
$q$	Carga do eletrão ( $1,6 \times 10^{-19}$ C)	[C]
$Q$	Potência reativa	[Var]
$R$	Resistência	[Ω]
$R_{CH}$	Resistência característica	[Ω]
$R_s$	Resistência em série	[Ω]
$R_{sh}$	Resistência de shunt	[Ω]



$R_{UPAC,m}$	Remuneração da eletricidade fornecida à RESP no mês $m$	[€]
$S$	Potência aparente	[VA]
$S_{CAB}$	Secção transversal da cablagem	[mm <sup>2</sup> ]
$S_{min}$	Secção transversal mínima da cablagem	[mm <sup>2</sup> ]
$T_{amb}$	Temperatura ambiente	[°C]
$T$	Temperatura das células fotovoltaicas	[°C]
$v$	Tensão instantânea	[V]
$V$	Tensão	[V]
$V_L$	Tensão na linha trifásica (tensão composta)	[V]
$V_{CIEG,t}$	Valor que permite recuperar os CIEG	[€/kW]
$V_{DC}$	Tensão de funcionamento do sistema em corrente contínua	[V]
$V_{max,INV}$	Tensão máxima de entrada no inversor	[V]
$V_{min,INV}$	Tensão mínima de entrada no inversor	[V]
$V_{MPP}$	Tensão para o ponto de potência máxima	[V]
$V_n$	Tensão nominal de funcionamento do sistema em corrente alternada	[V]
$V_{OC}$	Tensão em circuito aberto	[V]
$V_{OCmax}$	Tensão máxima em circuito aberto	[V]
$V_{OC,PV(-10^{\circ}C)}$	Tensão em circuito aberto do painel fotovoltaico à temperatura ambiente de -10°C	[V]
$V_{OC,PV(70^{\circ}C)}$	Tensão em circuito aberto do painel fotovoltaico à temperatura ambiente de 70°C	[V]
$V_T$	Potencial térmico	[V]
$Z$	Impedância	[Ω]
$\beta$	Ângulo de inclinação do painel solar	[°]
$\delta$	Declinação solar	[°]
$\Delta V$	Queda de tensão	[%]
$\eta_{armazenamento}$	Eficiência do sistema de armazenamento de energia	[%]
$\eta_{BAT}$	Eficiência das baterias	[%]
$\eta_{CAB}$	Eficiência da cablagem	[%]
$\eta_{INV}$	Eficiência do inversor	[%]
$\eta_{PV}$	Eficiência das células fotovoltaicas (módulos e painel fotovoltaico)	[%]
$\eta_{RC}$	Eficiência do regulador de carga	[%]
$\eta_{UPAC}$	Eficiência do sistema que integra a UPAC	[%]
$\theta$	Ângulo zénite solar	[°]
$\mu_{ISC}$	Coeficiente térmico da corrente de curto-circuito	[%/K]
$\mu_{VOC}$	Coeficiente térmico da tensão em circuito aberto	[%/K]

$\sigma$	Condutividade elétrica	[S.m/mm <sup>2</sup> ]
$\varphi$	Ângulo de desfasamento	[°]
$\Phi$	Latitude	[°]
$\Psi_p$	Azimute do painel solar	[°]
$\Psi_s$	Azimute solar	[°]
$\omega$	Frequência angular	[rad/s]
$\omega_s$	Ângulo horário solar	[°]





## Capítulo 1 - Introdução

### 1.1 Enquadramento

As necessidades energéticas do Homem e a resposta para as mesmas estão em constante evolução, tendo já percorrido um longo caminho até à atualidade. Tudo começou na procura pela satisfação das necessidades básicas que asseguravam a sobrevivência da espécie humana, até ao domínio total do nosso habitat, o planeta Terra.

De forma a satisfazer as suas necessidades primárias, que consistiam na alimentação, no aquecimento e numa fonte de iluminação noturna, o Homem apropriou-se do uso do fogo e desenvolveu a agricultura e a pecuária. A partir de então pôde dedicar-se a encontrar soluções de potencialização do seu trabalho, de forma a otimizar tarefas e aumentar o seu conforto, o que originou o aparecimento de novas formas de utilização da energia. Estas foram descobertas e aprimoradas através do desenvolvimento de conhecimentos científicos, tais como a matemática, a física e a engenharia, que proporcionaram a criação de dispositivos mecânicos complexos, empregados para o aproveitamento e rentabilização energéticos. Surgiu a era do vapor e do carvão, considerado o primeiro combustível fóssil de grande escala, dando origem a uma nova etapa caracterizada pela revolução industrial, vindo depois o aparecimento do automóvel, usando motor de combustão interna potenciando a exploração do petróleo.

Quase simultaneamente surgiu o domínio do fenómeno da eletricidade, que veio ampliar o número de utilizações finais de energia e mudar o paradigma energético global, bem como revolucionar o quotidiano e o desenvolvimento da sociedade. Como tal, ao longo das últimas décadas, a matriz energética de produção de eletricidade tem-se diversificado de forma intensiva, como resposta ao aumento dos níveis de consumo.

A utilização de combustíveis fósseis em larga escala como energia primária conduziu a um acréscimo de preocupações a nível económico e ambiental, uma vez que se tratam de recursos naturais finitos, cuja queima é responsável por grande parte das emissões de poluentes para a atmosfera e o seu custo depende de forma diretamente proporcional à sua escassez e das respetivas dificuldades da sua extração. Porém, desde a revolução industrial e com o crescimento massivo das necessidades energéticas no sector elétrico e de transporte, tem-se vindo a gerar uma alta dependência energética proveniente dos combustíveis fósseis, sendo, nos tempos atuais, do interesse geral encontrar novas soluções que se adaptem às necessidades de consumo globais.

Desta forma, fatores como a disponibilidade de recursos, interesses comerciais, domínio de tecnologias e a preservação do meio ambiente levaram a que os países considerem diferentes escolhas para a composição dos seus *mixes* energéticos, bem como a darem maior relevância à utilização de energia elétrica proveniente de fontes renováveis e nucleares.

Está agora a iniciar-se uma nova era na qual se torna crucial a definição de estratégias políticas que assegurem um desenvolvimento sustentável, adaptando as necessidades de consumo aos recursos disponíveis e investindo em fontes de energia primária renováveis e não prejudiciais ao ambiente, bem como na eficiência energética, minimizando os desperdícios.

Após uma escalada intensiva dos consumos e das necessidades globais, torna-se importante a consciencialização da pegada ecológica resultante do nosso quotidiano, bem como a perceção do que a espécie humana representa num plano a grande dimensão que é a natureza. O poder dessa consciencialização pode influenciar o caminho que iremos percorrer no futuro e começa, antes de mais, em cada indivíduo, até poder trazer resultados em grande escala.

Por esse motivo, considera-se de extrema importância a aposta na sensibilização do público, numa maior informação e participação dos cidadãos na tomada de posições, conseguindo-se assim uma melhoria da consciencialização pública e mudanças comportamentais na sociedade.

Com estas ideias em pano de fundo surgiu o conceito de um novo tipo de consumidor de eletricidade, tanto a nível doméstico como industrial, o auto produtor. Este auto produtor é um consumidor que

produz em instalações próprias parte da eletricidade que consome e que vai estar no centro deste trabalho.

## **1.2 Motivação**

O setor elétrico tem um grande impacto no ambiente, em especial nas alterações climáticas, pelo que a definição das políticas energética e ambiental deverá incidir na procura de um equilíbrio entre a viabilidade técnico-económica e as condicionantes ambientais. Não descurando a conciliação entre o desenvolvimento social e económico na promoção de um desenvolvimento sustentável e a segurança do abastecimento e a respetiva competitividade no mercado.

Assim, é necessário o investimento e incentivo político em tecnologia e na melhoria de infraestruturas que permitam a adaptação dos sistemas de energia para a conceptualização de um novo paradigma energético, independente dos combustíveis fósseis. Estratégias, investimentos e incentivos políticos são globalmente definidos, numa competição mundial pelo domínio do mercado energético, cujos principais objetivos visam o aumento da produção renovável e o combate às alterações climáticas.

Esse caminho passa pela otimização da integração das fontes de energia renovável no sistema electroprodutor, bem como pelo desenvolvimento das tecnologias renováveis, para que possam liderar o mercado energético, e das tecnologias de armazenamento de energia elétrica, que atualmente ainda revelam alguns entraves em projetos de grande escala. A adaptação das infraestruturas abrange conceitos como desenvolvimento de microrredes, centrais virtuais, redes inteligentes, revelando a importância da gestão do consumo elétrico, equilibrando-o com a produção e vice-versa, de forma a colmatar as irregularidades na produção de energia de algumas fontes renováveis.

Neste panorama, destaca-se a importância da produção descentralizada de eletricidade a partir de fontes renováveis, para a qual é necessário estimular o investimento por parte dos cidadãos e empresas. A adesão a esta vertente de produção dará uma maior flexibilidade ao Sistema Elétrico Nacional e contribuirá na mitigação dos custos crescentes associados à produção, transporte e distribuição da centralizada de eletricidade. A produção distribuída possui inúmeras vantagens a nível ambiental, social e económico, constituindo uma hipótese dos cidadãos e empresas poderem contribuir para os objetivos da política energética e ambiental nacional. Desta forma, é possível a repartição do alinhamento entre a oferta e a procura de energia, aumentando a eficiência energética e iniciando o percurso de sensibilização para questões mais amplas da sustentabilidade.

Portugal apresenta condições ímpares na produção distribuída de energia a partir de fontes renováveis, com particular destaque no potencial solar, muito apelativo à implementação da tecnologia fotovoltaica como unidade produtora, tanto no âmbito da pequena produção como para autoconsumo.

A atividade de produção em autoconsumo revela ainda um grande potencial na promoção de um maior conhecimento, especialmente pelos consumidores em baixa tensão, do respetivo perfil de consumo, induzindo comportamentos de eficiência energética e contribuindo para a otimização dos recursos endógenos.

## **1.3 Objetivos e estrutura da dissertação**

Esta dissertação tem como objetivo a análise da legislação corrente portuguesa no que diz respeito à produção de eletricidade distribuída para autoconsumo, através do recurso à tecnologia fotovoltaica. Mediante os custos atuais da implementação da respetiva tecnologia, pretende-se distinguir se esta medida política se torna apelativa ao consumidor e, consequentemente, se incentiva o recurso a fontes renováveis para autoconsumo, cujo excedente é injetado e vendido à rede elétrica. A análise incide em dois casos de estudo, relativos ao setor doméstico e ao setor industrial, sobre os quais se pretende implementar uma unidade de produção para autoconsumo, explorando ainda a integração da vertente de armazenamento de energia.

A presente dissertação encontra-se estruturada em diversos capítulos e subcapítulos, divididos consoante o tema a desenvolver.

O capítulo 2 expõe os conceitos elementares necessários para uma perceção sobre a tecnologia fotovoltaica e do funcionamento dos sistemas fotovoltaicos. São referidas as principais características da radiação solar e o aproveitamento do recurso solar como fonte de produção de eletricidade, bem como a influência da orientação e do ângulo de incidência do painel fotovoltaico. Descreve-se o funcionamento das células fotovoltaicas, a evolução tecnológica e as respetivas propriedades elétricas, tal como a estrutura de um módulo fotovoltaico, mencionando as ligações entre as células e o efeito de sombreamento. É explicitado o modelo matemático dos cinco parâmetros, utilizado na presente dissertação para a simulação do comportamento dos módulos fotovoltaicos. Referem-se os equipamentos que integram um sistema fotovoltaico, bem como os tipos de sistemas fotovoltaicos. Por último, é elaborado um enquadramento energético, no qual são mencionados alguns conceitos básicos e referem-se os panoramas energéticos a nível mundial e do país.

O capítulo 3 trata do enquadramento legal da produção distribuída, dividindo-se no quadro evolutivo da legislação em Portugal e na legislação atualmente em vigor relativa ao autoconsumo e à pequena produção.

O capítulo 4 descreve detalhadamente a metodologia praticada na conceção das unidades de produção para autoconsumo, que engloba desde os processos de análise do perfil da carga, exploração do recurso solar dos locais e dimensionamento do sistema fotovoltaico até à obtenção da produção distribuída e da avaliação económica dos projetos. No perfil de consumo de energia são revelados os conceitos abrangentes às instalações elétricas, contextualizando a estrutura do Sistema Elétrico Nacional e o respetivo impacto no sistema tarifário.

Os capítulos 5 e 6 apresentam a mesma estrutura, sendo cada um referente aos casos de estudo do setor doméstico e industrial, respetivamente. Apresenta-se o perfil de consumo energético das referidas instalações e os resultados obtidos da exploração solar dos respetivos locais. Seguem-se as opções tomadas no processo do dimensionamento dos sistemas fotovoltaicos e os resultados obtidos para a produção distribuída fotovoltaica, bem como a respetiva avaliação económica dos projetos, para as vertentes sem e com armazenamento de eletricidade. Por último trata-se de uma análise detalhada dos resultados obtidos para os projetos otimizados relativos a cada caso de estudo.

No capítulo 7 são apresentadas as conclusões do presente trabalho.





## Capítulo 2 - Energia solar fotovoltaica

### 2.1 Radiação solar

O Sol transfere a sua energia para a Terra através na forma de radiação eletromagnética, sendo a base de toda a vida na Terra. A radiação eletromagnética propaga-se à velocidade da luz sob forma de onda, caracterizada pela frequência e pelo comprimento de onda, sendo a sua energia dependente desses parâmetros. A frequência corresponde ao número de oscilações ocorrentes num determinado período de tempo, relacionando-se com o comprimento de onda através da velocidade de propagação, que para o caso das ondas eletromagnéticas consiste à velocidade da luz (Liou 2002).

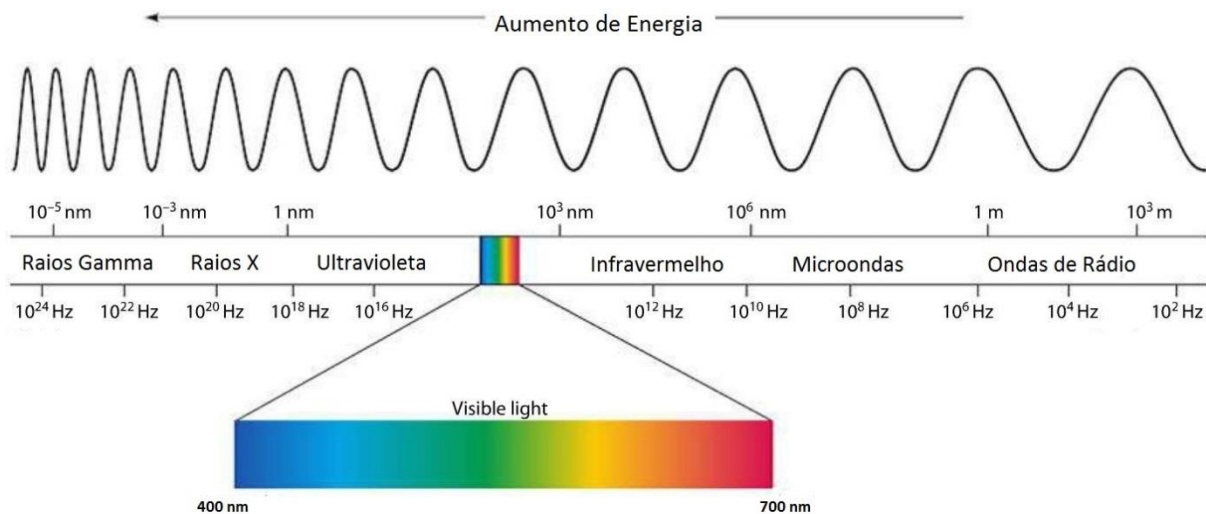


Fig. 1 - Espectro eletromagnético. (Galleryhip)

Do espectro eletromagnético, Fig. 1, verificam-se os diversos tipos de onda da radiação eletromagnética, sendo a energia que a onda transporta proporcional à sua frequência e inversamente proporcional ao respetivo comprimento de onda.

A intensidade da radiação solar incidente depende da distância entre o Sol e a Terra, podendo ser refletida ou absorvida ao atingir a atmosfera terrestre. Define-se por irradiância a potência que incide na superfície por unidade de área e por irradiação a energia que incide na superfície por unidade de área durante um período de tempo. Durante o decorrer de um ano, a distância entre o Sol e a Terra varia entre o periélio e o afélio, assumindo-se um valor médio para a irradiância no topo da atmosfera, numa superfície perpendicular ao eixo Terra-Sol, de 1367 W/m<sup>2</sup>, designado por constante solar. Após atravessar a atmosfera, numa situação de boas condições climatéricas e independentemente da localização, a radiação solar atinge a superfície terrestre com uma potência inferior em cerca de 30% da registada no topo da mesma, atingindo um máximo de aproximadamente 1000 W/m<sup>2</sup> (GREENPRO 2004).

A radiação solar ao trespassar a atmosfera terrestre sofre de diversas variações por parte da massa de ar presente. A massa de ar quantifica a redução da irradiância que atravessa a atmosfera e que é absorvida pelo ar e pela presença de partículas em suspensão (GREENPRO 2004). Existem vários modelos de massa de ar, definindo condições de radiação específicas que dependem do ângulo dos raios solares incidentes através da seguinte expressão:

$$AM = \frac{1}{\sin \theta_s} \quad (2.1)$$

Onde  $\theta_s$  [°] corresponde ao ângulo zénite solar e define-se como o ângulo entre os raios solares e a direção vertical (Fig. 2).

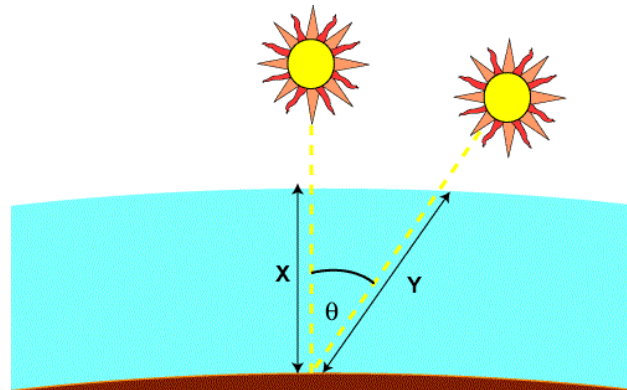


Fig. 2 - Ângulo zénite solar. (Honsberg & Bowden 2014a)

Consideram-se os seguintes modelos AM (GREENPRO 2004):

- AM 0 – radiação solar extraterrestre (até ao topo da atmosfera terrestre), aproximando-se a um corpo negro com 5800 k;
- AM 1 – radiação solar ao nível da água do mar, quando a posição do sol é perpendicular ( $\theta_s = 90^\circ$ );
- AM 1,5 – radiação solar ao nível da água do mar, para a posição média solar ( $\theta_s = 41,8^\circ$ ), sendo atualmente o modelo espectral de referência.

A radiação solar incidente numa superfície, denominada por radiação global, resulta do somatório das respetivas componentes:

- Radiação direta – radiação segundo a direção do Sol;
- Radiação difusa – radiação dispersada por moléculas em suspensão na atmosfera, como nuvens, nevoeiro e poeiras;
- Radiação refletida no albedo – radiação refletida pelo solo e com origem na reflexão da radiação incidente na superfície.

O albedo consiste na razão entre a radiação refletida e a incidente.

Nos dias de céu limpo a fração da radiação direta prevalece, enquanto que na maioria dos dias cobertos de nuvens, em especial no Inverno, a radiação solar é maioritariamente difusa. Em Portugal, a proporção da radiação solar difusa durante um ano é cerca de 40% para 60% de radiação direta (GREENPRO 2004).

A distribuição espectral da radiação solar representa-se na Fig. 3 e é constituída por radiação na gama dos raios ultravioletas (7%), luz visível (47%) e raios infravermelhos (46%) (DGEG). Na Fig. 3 compara-se a distribuição da radiação do modelo AM 0 com o AM 1,5, verificando-se as perdas da irradiância espectral associadas.

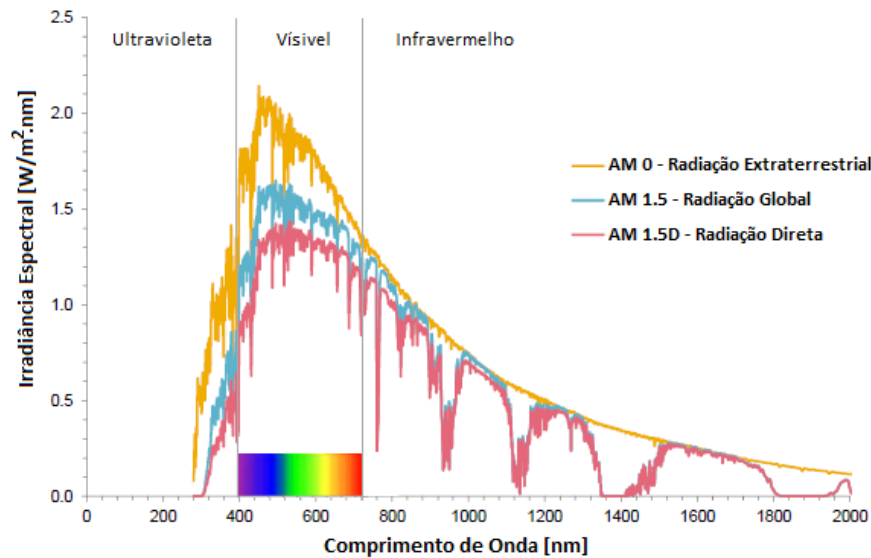


Fig. 3 - Espectro solar. (Brito 2012)

### 2.1.1 Movimento Terra-Sol

A translação da Terra descreve uma trajetória eclíptica num plano de inclinação do eixo de rotação, desencadeando as variações sazonais características: o solstício de verão, o solstício de inverno, o equinócio de primavera e o equinócio de outono.

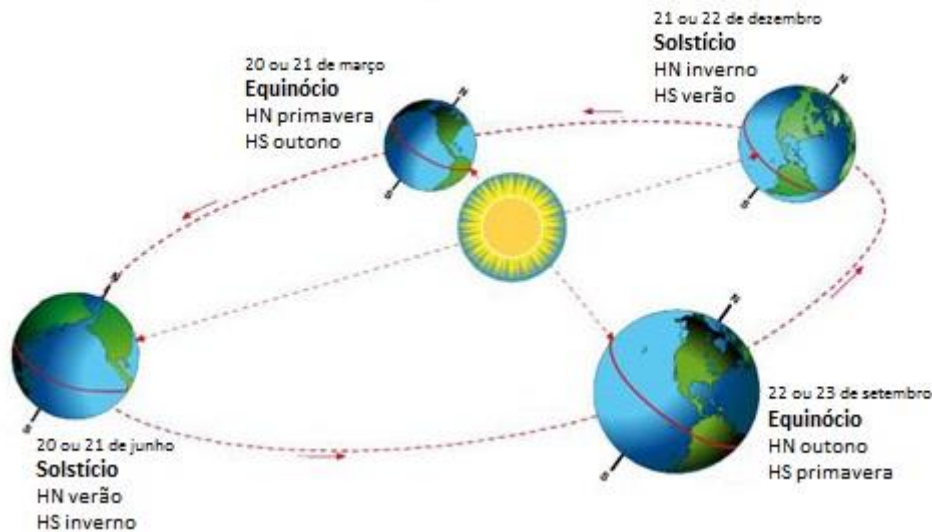


Fig. 4 - Movimento de translação da Terra. (TempoPrevisão 2012)

Como se visualiza pela Fig. 4, as variações sazonais diferem entre o hemisfério norte (HN) e o hemisfério sul (HS), separados pela linha do equador e que, por sua vez, é perpendicular ao eixo de rotação.

A trajetória eclíptica tem uma duração de cerca de 1 ano e 6 horas, originando a que, de 4 em 4 anos, ocorra o denominado ano bissexto, com mais um dia que o ano normal. No entanto, a Terra também efetua um movimento de rotação em torno do seu próprio eixo, designado por eixo polar, descrevendo os períodos de incidência solar e da sua ausência, conhecidos como dia e noite, respetivamente.

A localização do Sol é essencial na determinação da radiação e energia produzida por painéis solares, sendo definida através das coordenadas solares, altitude e azimuth, sendo desta forma conveniente adotar

como referencial a Terra, como se pode visualizar na Fig. 5, onde o Sol nasce a este e põe-se a oeste, sempre orientado a sul para o hemisfério norte. A altitude solar,  $\alpha_s$  [°], consiste no ângulo formado pelos raios solares com o plano horizontal. O azimuth solar,  $\Psi_s$  [°], forma o ângulo entre a projeção horizontal dos raios solares e a direção norte-sul no plano horizontal, referenciado a sul, negativo a este e positivo a oeste (Falcão 2008).

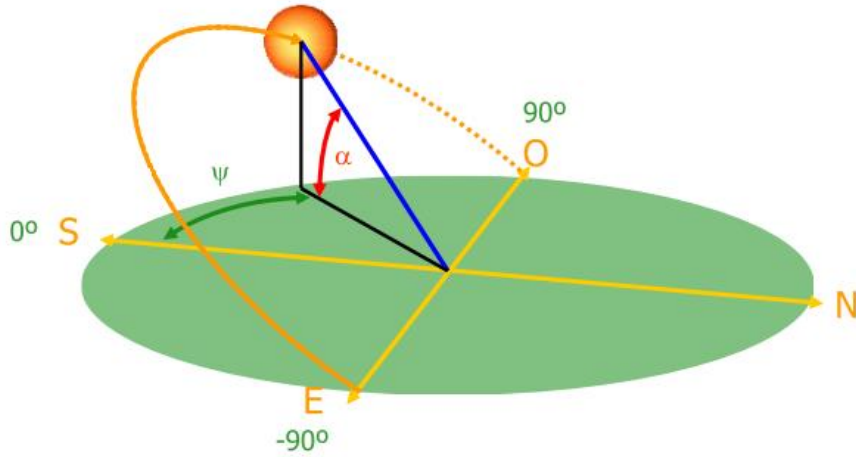


Fig. 5 - Coordenadas solares. (Brito 2012)

As coordenadas solares (Fig. 5) descrevem-se pelas seguintes expressões:

$$\sin \alpha_s = \sin \delta \sin \Phi + \cos \delta \cos \Phi \cos \omega_s \quad (2.2)$$

$$\cos \Psi_s = \frac{\sin \alpha_s \sin \Phi - \sin \delta}{\cos \alpha_s \cos \Phi} \quad (2.3)$$

Dependendo da latitude do local,  $\Phi$  [°], do ângulo horário solar,  $\omega_s$  [°] e da declinação solar,  $\delta$  [°].

A evolução temporal ao longo do dia é facultada pelo ângulo horário solar, que é nulo quando o Sol está mais alto (meio dia solar), sendo negativo durante a manhã e positivo durante a tarde.

$$\omega_s = 15 \times (H_{solar} - 12) \quad (2.4)$$

Onde  $H_{solar}$  [h] corresponde ao tempo em horas.

A declinação solar consiste no ângulo entre o plano do equador e a direção Terra-Sol, variando ao longo do ano em função do movimento de translação da Terra, variando entre os valores de  $-23,45^\circ$  a  $+23,45^\circ$ , (Fig. 6).

$$\delta_s = 23,45 \sin \left( 2\pi \frac{284 + J}{365} \right) \quad (2.5)$$

Onde  $J$  corresponde ao dia Juliano, isto é, ao dia do ano, variando entre 1 a 365, ou 366 no ano bissexto.

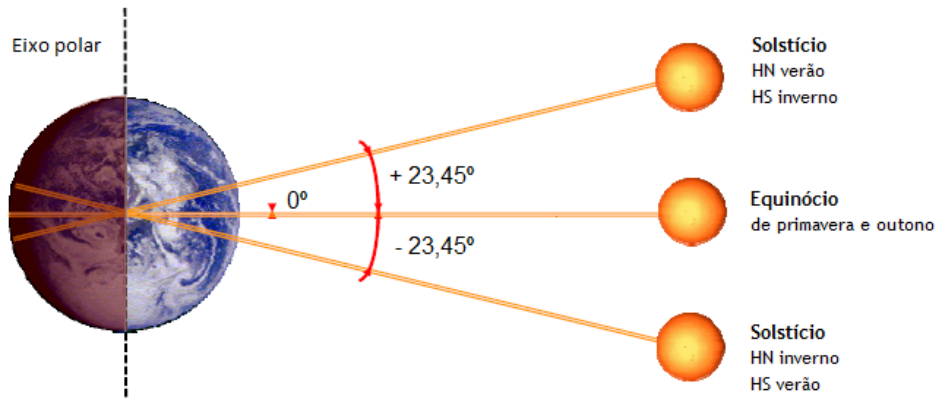


Fig. 6 - Declinação solar. (Brito 2012)

### 2.1.2 Ângulo de incidência

A radiação solar é sempre maior numa área que se estende perpendicularmente em relação aos raios solares, do que numa área horizontal com as mesmas dimensões. Uma vez que o azimute e a altura solar mudam ao longo do dia e do ano, o ângulo de incidência da radiação solar varia constantemente nas áreas potenciais ao aproveitamento de energia solar. A orientação da instalação solar tem por resultado diferentes níveis de irradiação, sendo necessário para um maior aproveitamento energético, dimensionar a instalação segundo um ângulo de inclinação otimizado, tendo em conta a variação temporal da posição solar. O ângulo de inclinação ótimo corresponde a um ângulo para o qual a superfície virada a sul receba a maior quantidade da irradiação global anual (GREENPRO 2004).

O ângulo de inclinação,  $\beta$  [°], é definido pelo plano da superfície captadora (painel solar) e o plano horizontal, sendo o ângulo de incidência,  $i$  [°], normal ao painel, como se pode visualizar na Fig. 7, onde se define ainda o ângulo de azimute do painel,  $\Psi_p$  [°].

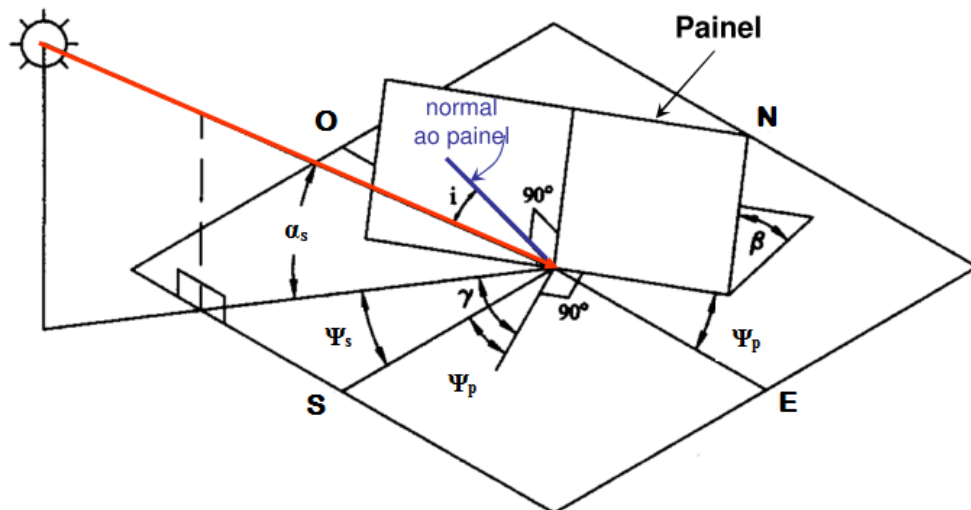


Fig. 7 - Incidência da radiação solar sobre um painel inclinado. (Falcão 2008)

A irradiância incidente na superfície captadora,  $G_i$  [W/m<sup>2</sup>], exprime-se pela intensidade da radiação solar normal à superfície,  $G_N$  [W/m<sup>2</sup>], e depende do ângulo de incidência relativamente à superfície captadora da seguinte forma:

$$G_i = G_N \cos i \quad (2.6)$$

O ângulo de incidência,  $i$  [°], depende das coordenadas solares, altitude  $\alpha_s$  [°] e azimute  $\Psi_s$  [°], e da orientação do painel, que é definida pelo ângulo de inclinação,  $\beta$  [°], e pelo ângulo de azimute do painel,  $\Psi_p$  [°]:

$$\cos i = \cos \alpha_s \cos(\Psi_s - \Psi_p) \sin \beta + \sin \alpha_s \cos \beta \quad (2.7)$$

No caso de incidência normal à superfície:

$$i = 0 \Rightarrow \cos i = 1 \Rightarrow G_i = G_N \quad (2.8)$$

No caso de superfície horizontal:

$$\beta = 0 \Rightarrow \cos i = \sin \alpha_s \Rightarrow G_i = G_N \sin \alpha_s \quad (2.9)$$

### 2.1.3 Recurso de energia solar em Portugal

A radiação solar é um recurso inesgotável cuja energia que atinge a superfície da Terra é muito superior ao consumo global de energia. Como a radiação solar incidente varia temporalmente e depende do local, observa-se através da Fig. 8 a variação espacial anual da irradiação.

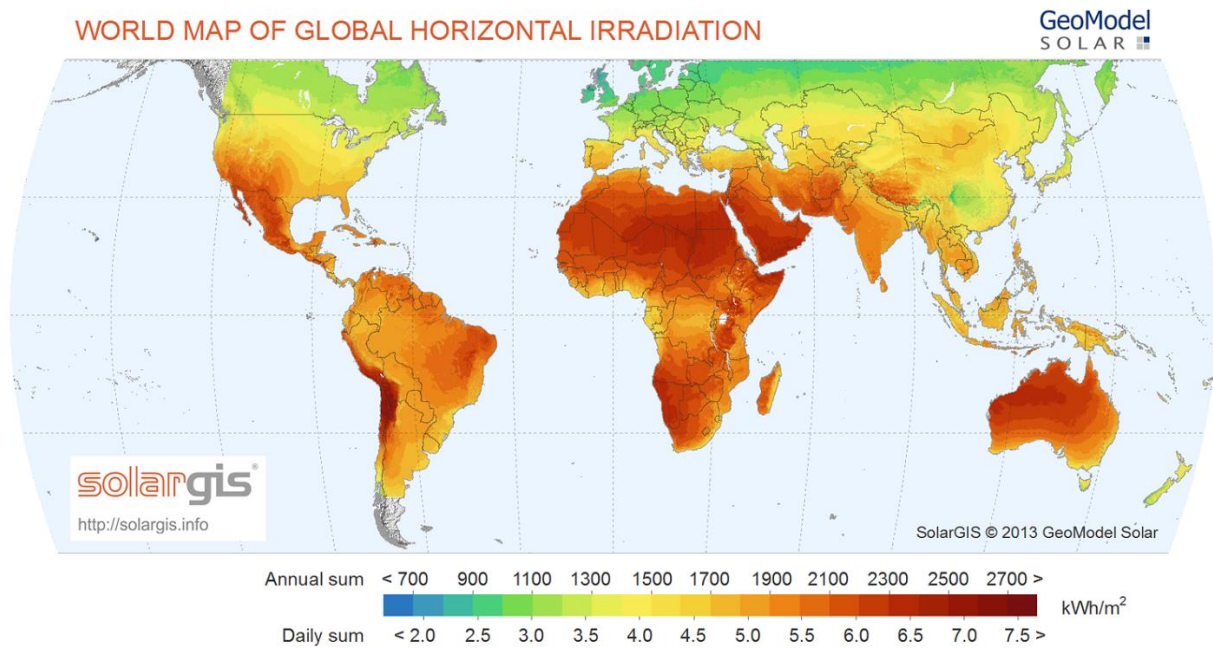


Fig. 8 - Irradiação Global Mundial. (SolarGIS 2014)

Através da análise da Fig. 8 verifica-se uma discrepância dos índices de radiação solar a nível mundial, no qual o hemisfério norte, nomeadamente a Europa que exibe uma grande oscilação de valores, revela menores níveis de irradiação solar comparativamente ao hemisfério sul. São notáveis as diferenças sazonais existentes por toda a Europa, quando se observa a variação dos valores de radiação solar ao longo do ano. No entanto, os países mais próximos da linha do Equador apresentam maiores valores de incidência solar, podendo ter um melhor aproveitamento energético solar. Portugal apresenta um bom



potencial solar, cujo valor de irradiação solar anual varia entre os 1300 kWh/m<sup>2</sup> e os 1900 kWh/m<sup>2</sup>, atingindo os níveis de irradiação mais elevados da Europa (Fig. 9).

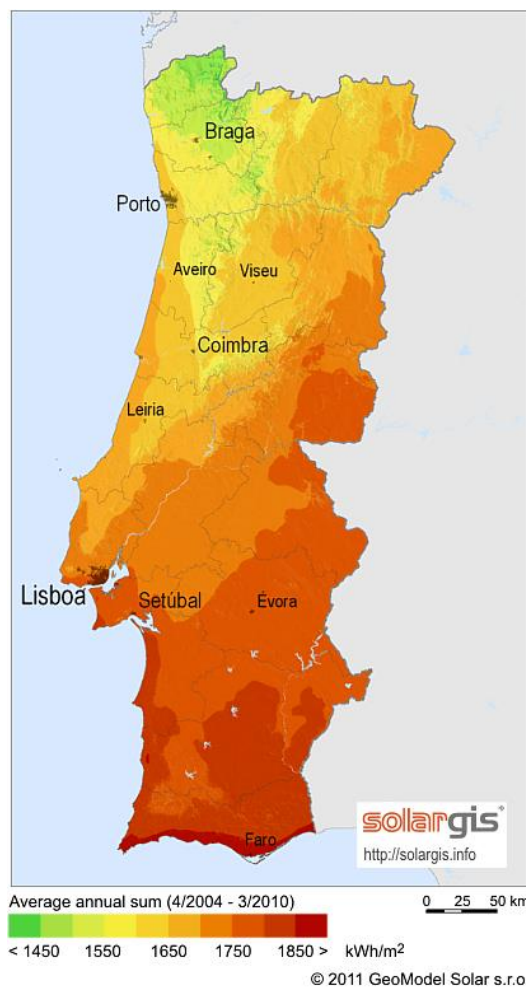


Fig. 9 - Irradiação global de Portugal. (SolarGIS 2014)

Com o potencial solar significativo em Portugal, o aproveitamento desta energia, nomeadamente através do investimento e do incentivo sobre a tecnologia fotovoltaica, visa a redução do consumo energético nacional, designadamente sob os combustíveis fósseis, bem como a redução da dependência energética do país.

#### 2.1.4 Aproveitamento do recurso solar

O Sol é um recurso essencial à vida. A energia solar é aproveitada em diversas utilidades, como para a agropecuária, para aquecimento e iluminação de edifícios, para fornecimento de águas quentes sanitárias tanto no setor doméstico como no industrial e para produção de eletricidade (DGEG).

A geração de eletricidade através do aproveitamento do recurso solar dá-se através de duas tecnologias distintas, os sistemas fotovoltaicos e os sistemas de concentração solar. Os sistemas fotovoltaicos consistem na conversão direta da radiação solar em energia elétrica, através das células fotovoltaicas. Os sistemas de concentração solar, através de tecnologias de concentração da radiação solar, produzem vapor a elevadas temperaturas a partir do qual a respetiva energia térmica é convertida em energia elétrica. Nesta dissertação apenas se vai abordar o aproveitamento da energia solar fotovoltaica.



Fig. 10 - Diferentes aplicações para aproveitamento do recurso solar.

## 2.2 Célula fotovoltaica

### 2.2.1 Princípio de funcionamento

O efeito fotovoltaico consiste numa tecnologia que converte a energia luminosa solar em energia elétrica. Este processo é realizado através de células de material semicondutor, gerando eletricidade através da absorção de fótons. A célula fotovoltaica mais comum é a de silício, sendo este o segundo elemento químico mais abundante na Terra, a seguir ao oxigénio.

Os semicondutores são estruturas uniformes constituídas por átomos com ligações covalentes, nos quais para se formar corrente elétrica, algumas dessas ligações têm que ser quebradas para que se formem eletrões livres. Nestes materiais, a condutividade elétrica aumenta significativamente com a temperatura. À temperatura do zero absoluto, nenhuma ligação é quebrada e os eletrões estão fixos na banda de valência, no qual o semicondutor se comporta como material isolante. A temperaturas superiores, os eletrões conseguem absorver energia suficiente para quebrarem as ligações e passarem para a banda de condução, sendo considerados eletrões livres. A excitação de um eletrão para a banda de condução deixa um buraco livre na banda de valência, gerando assim um par buraco-eletrão, separados pela estrutura do material, cujos buraco e eletrão se designam como portadores de carga intrínsecos (Honsberg & Bowden 2014c).

No entanto, para que o material semicondutor funcione como gerador de energia é necessário alterar o balanço de eletrões e buracos livres através da dopagem com outros átomos, criando portadores de carga extrínsecos, o que origina um aumento da condutividade elétrica independentemente da temperatura ambiente. Átomos com mais um eletrão de valência que o semicondutor formam um material tipo N e átomos com menos um eletrão de valência que o semicondutor formam um material tipo P.

Uma célula solar é composta por uma camada de material tipo N e outra camada de material tipo P, cuja união se designa por junção PN (Fig. 11), na qual se forma uma difusão dos portadores de carga. Uma vez que a camada tipo N tem uma concentração elevada de eletrões e a camada tipo P tem uma concentração elevada de buracos, o fluxo dos eletrões difunde-se da camada tipo N para a camada tipo P enquanto que o fluxo dos buracos se difunde da camada tipo P para a camada tipo N.

Quando os eletrões e os buracos se movem para lados opostos na junção PN deixam para trás cargas fixas dos átomos dopantes. Essas cargas, iões positivos na camada tipo N e iões negativos na camada tipo P, criam um campo elétrico entre si com sentido contrário ao do movimento dos portadores de



carga, produzindo uma diferença de potencial. Obtém-se assim energia elétrica em corrente contínua (DC), gerada pela difusão dos portadores de carga.

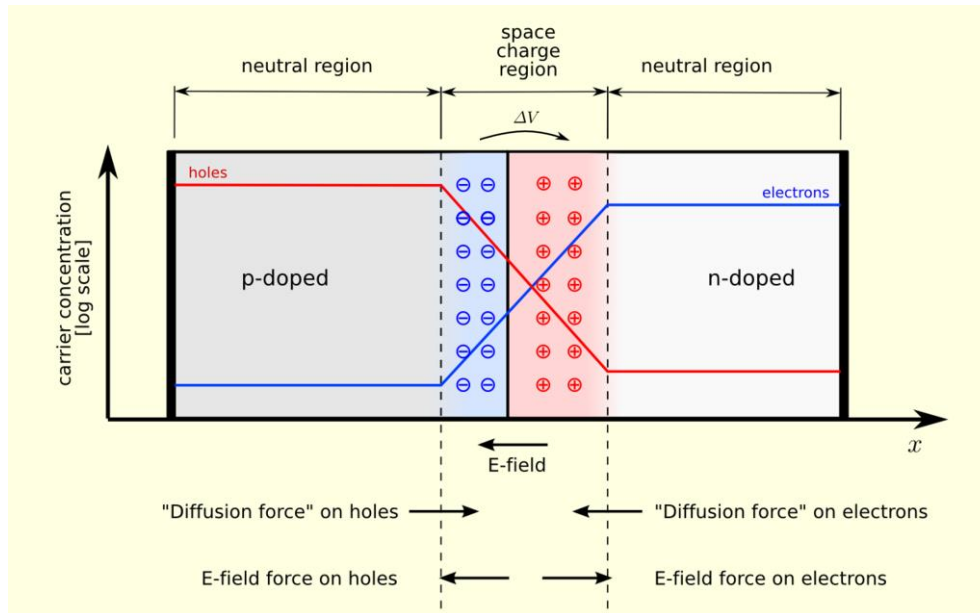


Fig. 11 - Junção PN. (Wikipedia 2013b)

A célula fotovoltaica (Fig. 12) é ligada à carga externa através de contactos elétricos. Se não estiver ligada a nenhuma carga, é obtida a tensão de circuito aberto na célula solar. Se o circuito elétrico estiver fechado, a eletricidade pode fluir.

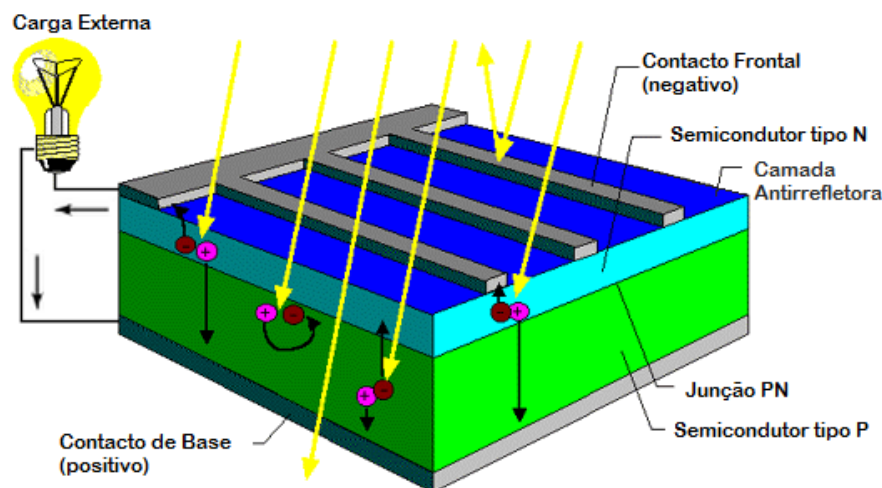


Fig. 12 - Estrutura da célula fotovoltaica. (BlueSol 2011)

As perdas associadas às células solares na produção de energia elétrica são ocasionadas por perdas de carga relativas ao processo de recombinação, por perdas de transmissão, por perdas óticas, como a reflexão e o sombreamento entre os contactos elétricos, e por perdas térmicas da condução elétrica. A recombinação consiste num processo de perda de energia de um eletrão livre que regressa para a banda de valência e remove um buraco, originando a destruição de um par buraco-eletrão e a libertação de um fóton (GREENPRO 2004).

As maiores perdas devem-se ao efeito fotovoltaico, onde grande parte da radiação incidente não consegue ser aproveitada pelas células solares, originando um limite de eficiência na ordem dos 40%. Grande parte da radiação de onda longa não tem energia suficiente para conseguir excitar o elétron para a banda de condução, sendo desperdiçada. Por sua vez, cada fóton de radiação de onda curta apenas consegue excitar um elétron para a banda de condução, sendo o respetivo excesso energético também desperdiçado (Bagnall & Boreland 2008). No entanto, a eficiência das células solares difere ainda com os tipos de tecnologias associadas.

### 2.2.2 Tecnologia fotovoltaica

A tecnologia fotovoltaica tem sido alvo de muita investigação e desenvolvimento agrupando-se atualmente em três gerações (Bagnall & Boreland 2008).

As células de 1ª geração são produzidas a partir de silício cristalino, englobando soluções monocristalinas (c-Si) e multicristalinas (mc-Si). A eficiência comercial ronda os 18-21% para as células c-Si, os 13-14% para as células mc-Si, tendo estas últimas um menor custo por unidade de potência associado. Metade do custo de produção das células de 1ª geração está associado à espessura do silício, que corresponde a 200-250  $\mu\text{m}$ . Atualmente as células de 1ª geração constituem cerca de 90% do mercado fotovoltaico, dos quais 63% correspondem à utilização de células de silício multicristalino

Com vista à redução do custo associado às células fotovoltaicas, surgem as células de 2ª geração, utilizando soluções de película fina, como silício amorfo (a-Si), CIGS (cobre-índio-gálio-selénio), telureto de gálio (CdTe) e silício policristalino (p-Si). Estes materiais de película fina são depositados em substratos de baixo custo, como por exemplo, o vidro, o aço inox e alguns plásticos, possibilitando assim a obtenção no mercado de painéis solares versáteis. Estas tecnologias absorvem a radiação solar de forma muito mais eficiente que o c-Si e mc-Si, com espessuras muito mais reduzidas do material semicondutor (1-10  $\mu\text{m}$ ). Desta forma, as células de 2ª geração têm um menor custo por unidade de potência, apresentando um *payback time* mais atrativo, quando comparadas com as células de 1ª geração, cuja eficiência e custo por unidade de área se mantêm na mesma proporção. A eficiência comercial das células de 2ª geração ronda os 10% para a-Si e para p-Si, os 13,4% para CIGS, 10,7% para CdTe. Esta tecnologia de película fina constitui cerca de 5-6% do mercado atual.

As células de 3ª geração são uma tecnologia emergente baseada em multijunções e em polímeros, incluindo células solares orgânicas e híbridas, com previsão para atingirem eficiências elevadas para o mesmo custo de produção das células de 1ª e 2ª geração, reduzindo o custo por unidade de potência. O surgimento de aplicações de 3ª geração em satélites revelam eficiências comerciais de 32% para películas finas de tripla-junção GaInP/GaAs/Ge (fosfato de gálio-índio fósforo, arseneto de gálio e germânio), que embora sejam consideradas de elevado custo para aplicações terrestres, conseguem demonstrar a viabilidade da abordagem das células de 3ª geração. Aplicações de baixo custo estão atualmente em investigação e desenvolvimento, cuja eficiência obtida em laboratório está representada na Fig. 13, na qual se consegue-se analisar a evolução temporal da eficiência obtida em laboratório dos diferentes tipos de células fotovoltaicas associadas a cada geração.

Avanços em nanotecnologia, fotónica, metamateriais óticos e em ciências semicondutoras baseadas em polímeros permitem uma perspetiva de tecnologia fotovoltaica a custo competitivo no mercado. Prevê-se uma mudança predominante das células de 1ª geração para as de 2ª geração, bem como o aumento da utilização das novas tecnologias de 3ª geração.

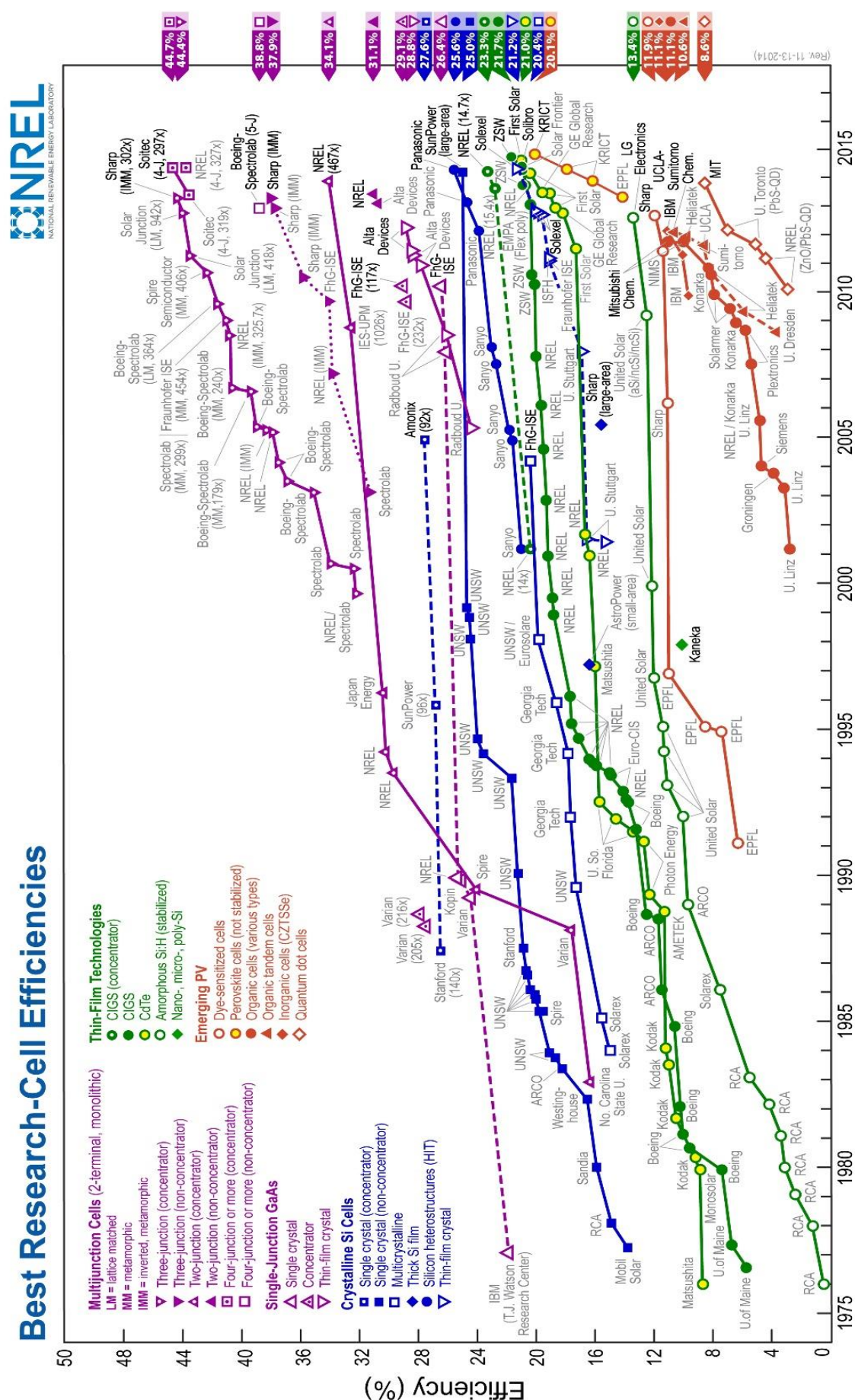


Fig. 13 – Evolução da eficiência dos diferentes tipos de células solares. (NREL 2014)

### 2.2.3 Propriedades elétricas da célula fotovoltaica

A célula solar apresenta um circuito elétrico não idealizado, onde a junção PN tem o mesmo princípio de funcionamento que um diodo, existindo perdas de eficiência provocadas pelo efeito resistivo das resistências parasitas,  $R_s$  e  $R_{sh}$ , como se verifica no circuito equivalente representado na Fig. 14.

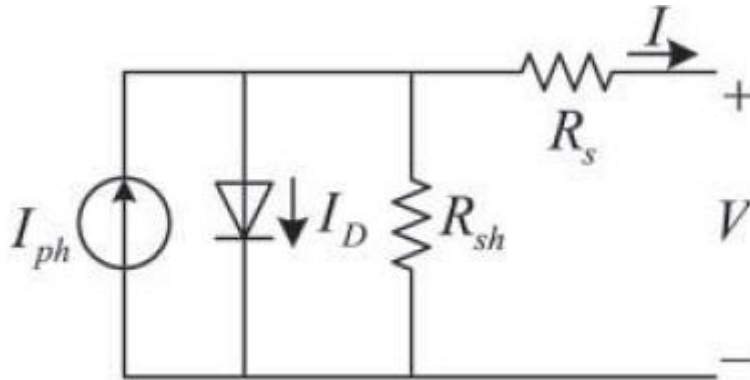


Fig. 14 - Circuito equivalente de uma célula solar. (Hejri et al. 2013)

A fonte de corrente,  $I_{ph}$  [A], representa a corrente fotogerada pelo fluxo de fótons que atinge a superfície ativa da célula solar e é constante para uma determinada radiação incidente.  $I_D$  [A] consiste numa corrente interna unidirecional que se fecha através do diodo, que depende da corrente inversa de saturação do diodo,  $I_0$  [A]. A corrente originada pela resistência de shunt presente na célula é representada por  $I_{sh}$  [A].

$I$  [A] corresponde à corrente disponível para alimentar a carga externa:

$$I = I_{ph} - I_D - I_{sh} \quad (2.10)$$

As resistências parasitas provocam perdas dissipativas de energia, através de perdas de tensão na resistência em série,  $R_s$  [ $\Omega$ ], e perdas de corrente na resistência de shunt (em paralelo),  $R_{sh}$  [ $\Omega$ ]. Para uma célula ideal, sem perdas dissipativas:  $R_s = 0$  e  $R_{sh} = \infty$ .

A curva característica I-V da célula fotovoltaica (Fig. 15) é de importante conhecimento para a obtenção de um melhor rendimento na produção de energia fotovoltaica e depende da radiação solar incidente e da temperatura da célula. Assumem-se como valores padrão STC (*standard test conditions*) o modelo AM 1,5 com uma irradiância de  $1000 \text{ W/m}^2$  e uma temperatura da célula solar de  $25^\circ\text{C}$ .

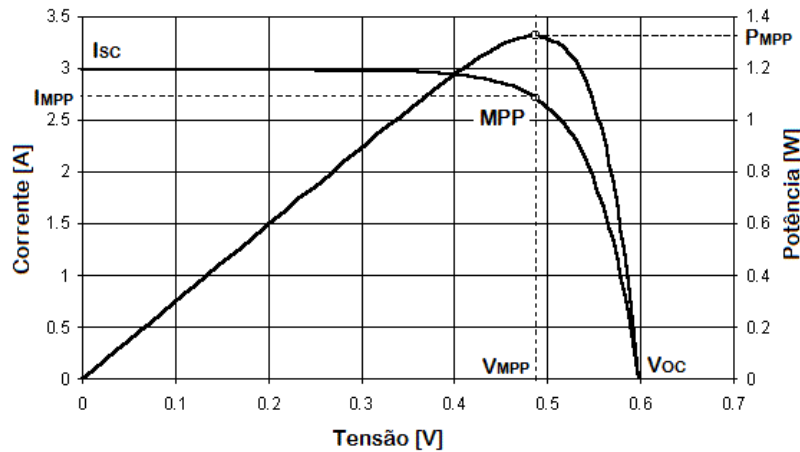


Fig. 15 - Curvas I-V e P-V para uma célula solar típica em condições STC. (VolkerQuaschnig 2004)

A potência da célula,  $P$  [W], uma vez que se trata de um circuito em corrente contínua, obtém-se através da expressão:

$$P = IV \quad (2.11)$$

A partir da qual se obtém a curva P-V, onde para uma célula típica de silício cristalino em condições STC, a potência máxima ronda 1,4 W.

Uma célula solar típica de silício cristalino em condições STC apresenta uma tensão abaixo dos 0,6 V, quanto que a corrente varia consoante a densidade de corrente e a espessura de célula. As células comerciais contêm uma densidade de corrente de aproximadamente 30 mA/cm<sup>2</sup> a 36 mA/cm<sup>2</sup>, com uma área frequente de 100 cm<sup>2</sup> para as células monocristalinas, atingindo assim uma corrente total na ordem nos 3-4 A. No entanto, é de notar a diversidade de células fotovoltaicas no mercado, existindo também grandes variações comerciais de espessura e assim, células com diferentes valores de corrente (Honsberg & Bowden 2012b).

A curva I-V é caracterizada pelos três parâmetros seguintes:

- A tensão em circuito aberto,  $V_{OC}$  [V], é a tensão máxima da célula fotovoltaica, que é obtida quando a corrente elétrica é nula e a célula não possui nenhuma carga ligada aos seus terminais.
- A corrente de curto-circuito,  $I_{SC}$  [A], ocorre quando a tensão é nula e corresponde à corrente máxima da célula fotovoltaica. Em funcionamento normal, a célula produz uma corrente aproximada deste valor.
- O ponto de potência máxima (MPP) que consiste no ponto de funcionamento da célula em que é gerada a potência máxima. Para este ponto são especificadas a potência  $P_{MPP}$  (ou  $P_{max}$ ) [W<sub>p</sub>], a corrente  $I_{MPP}$  [A] e a tensão  $V_{MPP}$  [V].

Através da curva característica de uma célula fotovoltaica pode-se determinar outros parâmetros importantes do seu funcionamento: a resistência característica, o fator de forma e a eficiência da célula.

A resistência característica de uma célula fotovoltaica,  $R_{CH}$  [Ω], é a resistência de saída da respetiva célula no seu ponto de potência máxima. Se a resistência da carga for igual à resistência característica da célula solar, significa que esta funciona no seu ponto de potência máxima, ou seja, está a fornecer energia à carga em potência nominal (Honsberg & Bowden 2012a).

$$R_{CH} = \frac{V_{MPP}}{I_{MPP}} \approx \frac{V_{OC}}{I_{SC}} \quad (2.12)$$

O fator de forma ( $FF$ ) é um indicador da qualidade das células solares, relacionando a potência máxima gerada e a potência máxima teórica que surge como produto entre a corrente de curto-circuito e a tensão em circuito aberto. Este indicador é geralmente compreendido entre 0,5 a 0,85 (GREENPRO 2004).

$$FF = \frac{I_{MPP} \times V_{MPP}}{I_{SC} \times V_{OC}} = \frac{P_{max}}{I_{SC} \times V_{OC}} \quad (2.13)$$

A eficiência da célula solar consiste no rácio entre a potência gerada pela célula e a potência disponível:

$$\eta_{PV} = \frac{P_{max}}{G_i \times A} \quad (2.14)$$

Onde  $G_i$  [W/m<sup>2</sup>] corresponde à irradiância incidente e  $A$  [m<sup>2</sup>] consiste na área superficial da célula solar.

## 2.3 Módulo fotovoltaico

Um módulo fotovoltaico consiste no agrupamento e encapsulamento de células solares num único equipamento. O objetivo de encapsular um grupo de células solares ligadas eletricamente é de proteção à exposição ambiente do material, possibilitando desta forma uma longa duração do equipamento. No entanto, um módulo fotovoltaico vai-se degradando, desempenhando uma performance linear com o tempo, na qual a respetiva eficiência decai. O tempo de vida de um módulo fotovoltaico é superior a 20 anos, com uma garantia típica de uma produção de 90% da potência nominal nos primeiros 10 anos e de 80% até aos 25 anos (Honsberg & Bowden 2012b).

### 2.3.1 Estrutura

O módulo fotovoltaico é composto por numa superfície frontal transparente, num encapsulamento, numa camada de substrato e numa armação, tipicamente de alumínio, que suporta toda a estrutura. No entanto, existem diversos tipos de módulos fotovoltaicos, de distintos materiais, cuja estrutura difere com os tipos de células solares e com a respetiva aplicação (Honsberg & Bowden 2012b).

A superfície frontal deve ter uma elevada transmissão de comprimentos de onda, uma baixa reflexão, deve ser impermeável e com uma boa resistência ao impacto. Os materiais mais utilizados para esta superfície são o vidro, o acrílico e os polímeros.

O encapsulamento tem por base a proteção das células solares dos fatores externos, como as tensões mecânicas e os agentes atmosféricos, assegurando o isolamento elétrico entre as células. Existem três tipos de materiais para aplicação no encapsulamento: EVA (Etileno Vinil Acetato), teflon (politetrafluoretileno) e resina fundida.

O substrato consiste numa camada fina de baixa resistência térmica e impermeável, prevenindo a entrada de água ou vapores. Os materiais aplicados na camada de substrato são o vidro, o acrílico e o Tedlar, polímero termoplástico flexível.

Os módulos fotovoltaicos convencionais são, na sua maioria, constituídos por uma superfície frontal em vidro, por um encapsulamento com EVA e por uma camada de substrato de Tedlar, como se pode visualizar na Fig. 16. Estes módulos são fabricados com o objetivo de obter uma maior produção por metro quadrado, ao menor custo possível (GREENPRO 2004).



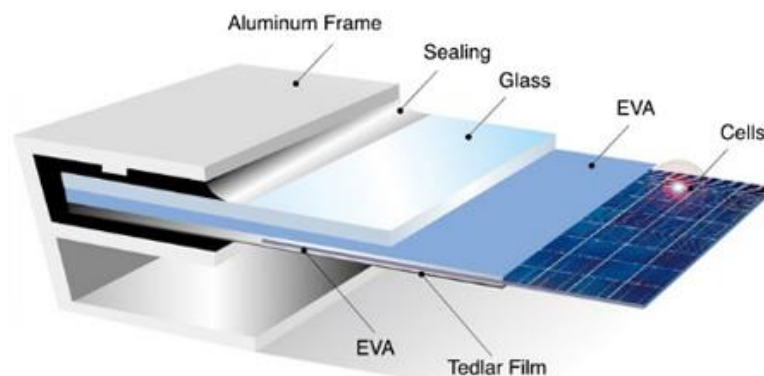


Fig. 16 - Estrutura típica de um módulo fotovoltaico. (RITEK)

### 2.3.2 Ligação entre as células fotovoltaicas

Um módulo fotovoltaico contém um agrupamento de múltiplas células solares, na maioria das vezes ligadas em série, de forma a aumentar a potência e a tensão de uma célula solar. A ligação em série multiplica a tensão do módulo pelo número de células ligadas e a ligação em paralelo multiplica a corrente do módulo. O desempenho de um módulo fotovoltaico é equivalente ao de uma célula, como se pode observar pela Fig. 17. Desta forma, as propriedades elétricas de um módulo fotovoltaico são equivalentes às de uma única célula solar, com a particularidade de se ter em conta a ligação entre as células.

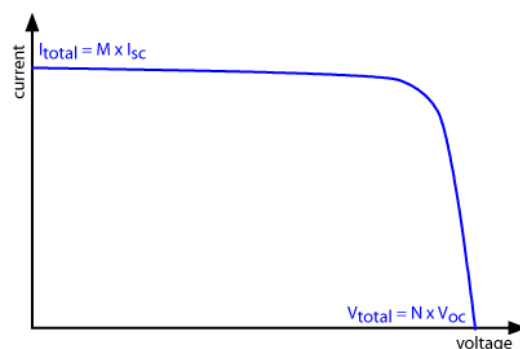


Fig. 17 – Curva característica I-V de um módulo fotovoltaico com N células em série e M células em paralelo. (Honsberg &amp; Bowden 2012b)

A tensão de funcionamento de um módulo é normalmente escolhida de forma a ser compatível com uma bateria (12 V), uma vez que a maioria dos sistemas fotovoltaicos contém um banco de baterias como forma de armazenamento de energia. Em condições STC uma célula solar típica tem uma tensão inferior a 0,6 V. Considerando eventuais reduções no seu desempenho devido ao efeito da temperatura e o facto de que é necessária uma tensão igual ou superior a 15 V para o carregamento da bateria, a maioria dos módulos contém 36 células solares ligadas em série. O que resulta numa tensão em circuito aberto de 21,6 V sob condições STC e uma tensão de funcionamento no ponto de potência máxima de cerca de 17-18 V (Honsberg & Bowden 2012b).

Um módulo fotovoltaico típico contém entre 36 a 72 células solares, oferecendo uma potência nominal entre os 50 e os 140 W<sub>p</sub> para as células de silício cristalino. No entanto, devido a um menor desperdício de material, uma maior simplicidade da montagem e à possibilidade de novos desenhos dos sistemas, já se encontram comercializados módulos com potências nominais bastante superiores às típicas, de 340 W<sub>p</sub> com 220 células solares (GREENPRO 2004).

### 2.3.3 Sombreamento

Numa célula solar, o sombreamento tem um efeito de declínio no seu desempenho de forma proporcional à área sombreada, através da diminuição da corrente. Quando se trata de um módulo fotovoltaico, uma vez que as células estão ligadas em série, o sombreamento de uma única célula afeta a corrente de todo o módulo. A célula sombreada passa a estar inversamente polarizada e atua no circuito como carga, convertendo a energia elétrica em calor. Em situações extremas este fenómeno pode originar num sobreaquecimento do módulo, designando-se por ponto quente, podendo chegar a danificar o material. De forma a prevenir a formação de pontos quentes recorre-se à utilização de díodos de *bypass* que desviam a corrente elétrica para um circuito alternativo e impedem o aparecimento de tensões inversas elevadas.

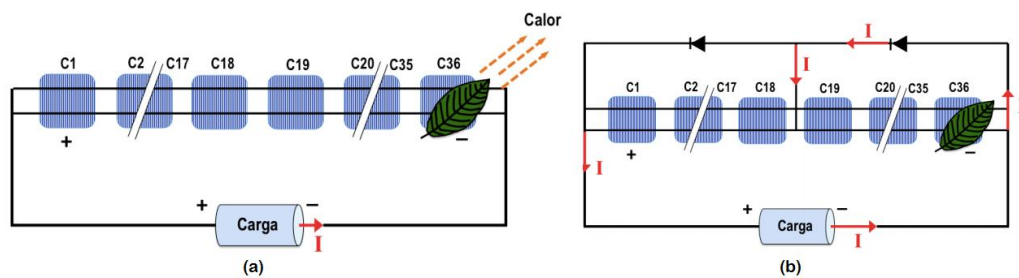


Fig. 18 - Representação esquemática de um módulo fotovoltaico: (a) sombreado (b) sombreado com díodos *bypass*. (Carneiro 2010)

### 2.4 Modelo matemático dos cinco parâmetros

A representação do comportamento das células fotovoltaicas é efetuada através de modelos matemáticos de circuitos elétricos equivalentes. Na indústria fotovoltaica existem dois modelos matemáticos representativos dos conversores fotovoltaicos: o modelo simplificado de um díodo e três parâmetros e o modelo mais detalhado de um díodo e cinco parâmetros.

Estes modelos determinam o comportamento das células fotovoltaicas, através da obtenção da curva característica I-V, conforme representado na Fig. 15, recorrendo aos dados fornecidos pelos fabricantes. Desta forma, uma vez que os fabricantes disponibilizam as características das células fotovoltaicas segundo as condições STC, os modelos matemáticos determinam o comportamento e desempenho fotovoltaico segundo qualquer condição, com o intuito da aproximação ao contexto de aplicação real.

Nesta dissertação optou-se pela aplicação do modelo de um díodo e cinco parâmetros, através da aproximação numérica-analítica proposta por Hejri et al. (2013), uma vez que permite obter resultados mais rigorosos na simulação do desempenho fotovoltaico. Este modelo assume o comportamento de um módulo fotovoltaico como o de uma única célula, com fatores multiplicativos que dependem do número de células associadas em série.

Este modelo matemático rege-se pelo circuito equivalente representado na Fig. 14, cujos cinco parâmetros a determinar são:

- A resistência parasita em série,  $R_s$  [ $\Omega$ ];
- A resistência parasita em paralelo, denominada por resistência de shunt,  $R_{sh}$  [ $\Omega$ ];
- O fator de idealidade do díodo,  $n$ , que consiste um número adimensional geralmente entre 1 e 2, obtido por ajuste de dados, no qual o valor 1 representa díodo ideal;
- A corrente inversa de saturação do díodo,  $I_0$  [A];
- A corrente fotogerada pelo fluxo de fotões que atinge a célula fotovoltaica,  $I_{ph}$  [A].



### 2.4.1 Cálculo dos parâmetros nas condições STC

Os dados necessários para a determinação dos parâmetros encontram-se nas fichas técnicas dos módulos fotovoltaicos, sob condições STC, e são a tensão de circuito aberto ( $V_{OC}$ ), a corrente de curto-circuito ( $I_{SC}$ ), a corrente e a tensão no ponto de potência máxima ( $I_{MPP}$  e  $V_{MPP}$ ) e o número de células do módulo fotovoltaico associadas em série ( $N_s$ ).

De acordo com o circuito equivalente representado na Fig. 14, a corrente elétrica de uma célula fotovoltaica em função da tensão no dispositivo, representada pela curva característica I-V, para uma determinada irradiância e temperatura é:

$$I = I_{ph} - I_0 \left[ \exp \left( \frac{V + R_s I}{N_s n V_T} \right) - 1 \right] - \frac{V + R_s I}{R_{sh}} \quad (2.15)$$

Onde  $V_T$  [V] é designado por potencial térmico e determina-se pela expressão:

$$V_T = \frac{k_B T}{q} \quad (2.16)$$

Na qual  $q$  representa a carga do eletrão ( $1,6 \times 10^{-19}$  C),  $k_B$  a constante de Boltzmann ( $1,38 \times 10^{-23}$  J/K), e  $T$  [K] a temperatura absoluta da célula fotovoltaica.

Por motivos de simplificação das equações, assume-se uma nova variável adimensional:

$$\gamma = N_s n \quad (2.17)$$

De modo a se adquirir os parâmetros em questão, analisa-se a equação (2.15) em três pontos distintos da curva característica I-V (Fig. 15), obtendo-se desta forma um sistema de três equações não lineares com cinco variáveis desconhecidas: o ponto de circuito aberto ( $V_{OC}$ , 0), o ponto de curto-circuito (0,  $I_{SC}$ ), e o ponto de potência máxima ( $V_{MPP}$ ,  $I_{MPP}$ ), representados em (2.18), (2.19) e (2.20), respetivamente.

$$0 = I_{ph} - I_0 \left[ \exp \left( \frac{V_{OC}}{\gamma V_T} \right) - 1 \right] - \frac{V_{OC}}{R_{sh}} \quad (2.18)$$

$$I_{SC} = I_{ph} - I_0 \left[ \exp \left( \frac{R_s I_{SC}}{\gamma V_T} \right) - 1 \right] - \frac{R_s I_{SC}}{R_{sh}} \quad (2.19)$$

$$I_{MPP} = I_{ph} - I_0 \left[ \exp \left( \frac{V_{MPP} + R_s I_{MPP}}{\gamma V_T} \right) - 1 \right] - \frac{V_{MPP} + R_s I_{MPP}}{R_{sh}} \quad (2.20)$$

Com o objetivo de obter uma solução numérica do sistema de equações, a aproximação numérica-analítica do modelo matemático proposta por Hejri et al. (2013) assume uma condição inicial na qual, através de derivações parciais e aproximações, reduz as incógnitas para três variáveis:  $\gamma$ ,  $R_s$  e  $R_{sh}$ . Desta forma, determina um conjunto de equações lineares, (2.21)-(2.23), de onde provém uma proposta adequada para os valores iniciais das respetivas variáveis.

$$\frac{I_{MPP}}{V_{MPP}} - \frac{1}{\gamma V_T} \left( 1 - R_s \frac{I_{MPP}}{V_{MPP}} \right) \left( \frac{-V_{OC} + (R_s + R_{sh}) I_{SC}}{R_{sh}} \right) \exp \left( \frac{V_{MPP} - V_{OC} + R_s I_{MPP}}{\gamma V_T} \right) - \frac{1}{R_{sh}} \left( 1 - R_s \frac{I_{MPP}}{V_{MPP}} \right) = 0 \quad (2.21)$$

$$-I_{MPP} \left( 1 + \frac{R_s}{R_{sh}} \right) + \left( \frac{-V_{OC} + (R_s + R_{sh}) I_{SC}}{R_{sh}} \right) \left[ 1 - \exp \left( \frac{V_{MPP} - V_{OC} + R_s I_{MPP}}{\gamma V_T} \right) \right] + \frac{V_{OC} - V_{MPP}}{R_{sh}} = 0 \quad (2.22)$$

$$-\frac{R_s}{R_{sh}} + \frac{R_{sh} - R_s}{\gamma V_T} \left( \frac{-V_{OC} + (R_s + R_{sh}) I_{SC}}{R_{sh}} \right) \exp \left( \frac{R_s I_{SC} - V_{OC}}{\gamma V_T} \right) = 0 \quad (2.23)$$

Por último apresenta-se o conjunto de equações lineares que permite obter um valor inicial adequado para as três variáveis  $\gamma$ ,  $R_s$  e  $R_{sh}$ , nas expressões (2.24)-(2.26), tornando possível a resolução das equações (2.21)-(2.23).

$$R_s = \frac{V_{MPP}}{I_{MPP}} - \frac{(2V_{MPP} - V_{OC}) / (I_{SC} - I_{MPP})}{V_T [\ln((I_{SC} - I_{MPP}) / I_{SC}) + I_{MPP} / (I_{SC} - I_{MPP})]} \quad (2.24)$$

$$R_{sh} = \sqrt{\frac{R_s}{(I_{SC} / \gamma V_T) \exp((R_s I_{SC} - V_{OC}) / \gamma V_T)}} \quad (2.25)$$

$$\gamma = \frac{2V_{MPP} - V_{OC}}{V_T [\ln((I_{SC} - I_{MPP}) / I_{SC}) + I_{MPP} / (I_{SC} - I_{MPP})]} \quad (2.26)$$

No entanto, para os casos em que o módulo fotovoltaico tenha uma resistência em série muito pequena, a equação (2.24) pode resultar num valor negativo que foge ao comportamento real das células. Para esses casos, o valor inicial da resistência em série é definido como nulo, sendo o conjunto de equações lineares para obtenção dos valores iniciais redefinido em (2.27)-(2.29).

$$R_s = 0 \quad (2.27)$$

$$R_{sh} = \frac{1 + \frac{(1 - I_{MPP} / I_{SC}) \ln((1 - I_{MPP}) / I_{SC})}{(1 - V_{MPP}) / V_{OC}}}{\frac{I_{MPP}}{V_{MPP}} - \frac{I_{SC} - I_{MPP}}{V_{MPP} - V_{OC}} \ln \left( 1 - \frac{I_{MPP}}{I_{SC}} \right)} \quad (2.28)$$

$$\gamma = \frac{V_{MPP} - V_{OC}}{V_T (1 - I_{MPP} / I_{SC})} \quad (2.29)$$

Após a determinação destas três variáveis através de processos iterativos, obtém-se a corrente inversa de saturação do díodo,  $I_0$  [A] e a corrente fotogerada pelo fluxo de fótons que atinge a célula fotovoltaica,  $I_{ph}$  [A], através do sistema de equações (2.18)-(2.20).

Reescreve-se a equação (2.18):

$$I_{ph} = I_0 \left[ \exp \left( \frac{V_{oc}}{\gamma V_T} \right) - 1 \right] + \frac{V_{oc}}{R_{sh}} \quad (2.30)$$

E substitui-se a expressão da corrente fotogerada  $I_{ph}$  [A] na equação (2.19), obtendo-se a corrente inversa de saturação do díodo,  $I_0$  [A]:

$$I_0 = \frac{I_{sc} - \frac{V_{oc} - R_s I_{sc}}{R_{sh}}}{\left[ \exp \left( \frac{V_{oc}}{\gamma V_T} \right) - \exp \left( \frac{R_s I_{sc}}{\gamma V_T} \right) \right]} \quad (2.31)$$

Por último, após o cálculo da corrente inversa de saturação do díodo, determina-se a corrente fotogerada através da equação (2.30).

## 2.4.2 Variação dos parâmetros com as condições de operação

O desempenho das células fotovoltaicas é fundamentalmente influenciado pela irradiância e pela temperatura das células que, por sua vez, depende da temperatura ambiente. Desta forma e em contexto de utilização real, as características elétricas diferem dos valores padrão obtidos em condições STC, conforme representado na Fig. 19, na qual se verifica que potência de saída decresce com o aumento da temperatura e aumenta com o aumento da irradiância incidente.

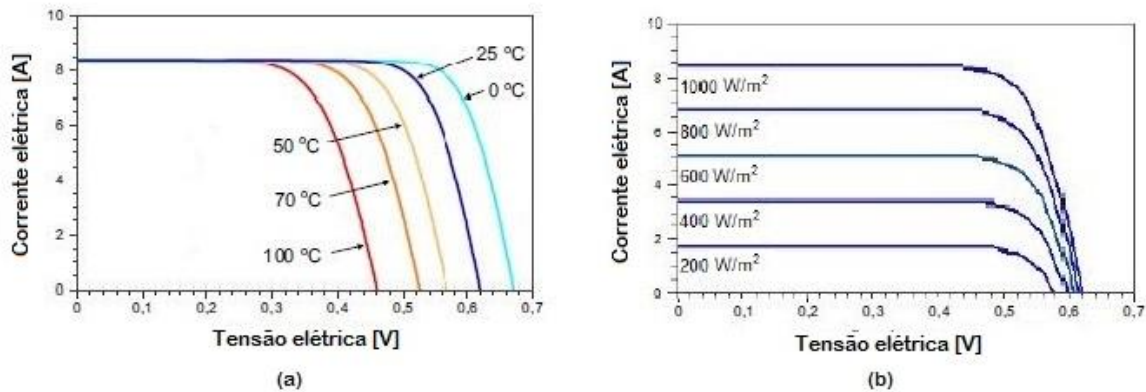


Fig. 19 – Variação da curva característica I-V de uma célula fotovoltaica com a: (a) temperatura (b) irradiância. (Pinho & Galdino 2014)

Na Fig. 19 (a) está representado o efeito da temperatura da célula fotovoltaica na curva I-V para uma irradiância de 1000 W/m² no modelo AM 1,5. O aumento da temperatura da célula tende a reduzir a sua eficiência, uma vez que a tensão de funcionamento diminui significativamente, enquanto que a corrente sofre uma elevação quase desprezível.

A Fig. 19 (b) representa o efeito da irradiância na curva I-V da célula fotovoltaica, considerando a temperatura da célula constante de 25°C. A corrente elétrica gerada por uma célula fotovoltaica aumenta linearmente com a irradiância, enquanto que a tensão de circuito aberto aumenta de forma logarítmica.

Como referido anteriormente, a determinação dos cinco parâmetros é efetuada com base nos dados fornecidos pelo fabricante sob condições STC, os quais serão acompanhados pelo índice *ref*. Em condições de operação reais, os diferentes registos de temperatura e irradiância irão afetar os valores dos parâmetros e, consequentemente, a característica I-V do módulo fotovoltaico, conforme representado na Fig. 19.

### Efeito da temperatura

As variações da irradiância solar incidente e da temperatura ambiente afetam a temperatura de operação das células fotovoltaicas que compõem os módulos fotovoltaicos (Duffie & Beckman 2013). Desta forma, uma vez que as condições operacionais reais diferem, na maioria dos casos, das condições padrão STC, define-se uma temperatura nominal de funcionamento da célula (NOCT, *Nominal Operating Cell Temperature*), na qual as características elétricas se aproximam da realidade (Honsberg & Bowden 2014b). Esta representa a temperatura atingida pelas células de um módulo em condições normalizadas de funcionamento:

- Irradiância de 800 W/m<sup>2</sup>;
- Temperatura ambiente a 20°C;
- Velocidade do vento a 1 m/s.

Através da NOCT consegue obter-se temperatura das células que integram um módulo,  $T$  [°C]:

$$T = T_{amb} + \frac{(NOCT - 20)}{800} G_i \quad (2.32)$$

Onde  $T_{amb}$  [°C] e  $G_i$  [W/m<sup>2</sup>] correspondem à temperatura ambiente e irradiância incidente reais e os 20°C e 800 W/m<sup>2</sup> correspondem à temperatura ambiente e irradiância nas condições normalizadas NOCT. A temperatura nominal de funcionamento da célula (NOCT) é referenciada pelos fabricantes dos módulos fotovoltaicos.

O potencial térmico,  $V_T$ , relaciona-se com a temperatura do módulo de acordo com a seguinte expressão:

$$V_T = \frac{V_{T,ref} T}{T_{ref}} \quad (2.33)$$

A energia necessária para os eletrões se deslocarem da banda de valência para a banda de condução, designada por energia de hiato  $E_g$  [eV], também é afetada pela temperatura através da expressão:

$$E_g = (1 - C (T - T_{ref})) E_{g,ref} \quad (2.34)$$

Onde  $E_{g,ref} = 1,12$  eV e  $C = 0,0002677$  para as células fotovoltaicas de silício.

A corrente inversa de saturação do diodo depende igualmente da temperatura do módulo, bem como da energia de hiato e do potencial térmico:

$$I_0 = I_{0,ref} \left( \frac{T}{T_{ref}} \right)^3 \exp \left[ \frac{1}{n} \left( \frac{E_{g,ref}}{V_{T,ref}} - \frac{E_g}{V_T} \right) \right] \quad (2.35)$$

A tensão em circuito aberto e a corrente fotogerada são influenciadas simultaneamente da temperatura e da irradiância. Inicialmente contabiliza-se apenas a sua dependência em relação à temperatura, através das seguintes expressões:

$$V_{OC,T} = V_{OC,ref} + \mu_{V_{OC}}(T - T_{ref}) \quad (2.36)$$

$$I_{ph,T} = I_{ph,ref} + \mu_{I_{SC}}(T - T_{ref}) \quad (2.37)$$

Onde  $\mu_{V_{OC}}$  [%/K] e  $\mu_{I_{SC}}$  [%/K] correspondem aos coeficientes térmicos da tensão em circuito aberto e da corrente de curto-circuito, respetivamente, ambos disponibilizados pelos fabricantes dos módulos fotovoltaicos.

### Efeito da irradiância

A corrente de curto-circuito depende linearmente da irradiância, de acordo com a seguinte expressão:

$$I_{SC} = I_{SC,ref} \times \frac{G_i}{G_{ref}} \quad (2.38)$$

Por fim, contabiliza-se a influência da irradiância no cálculo final da tensão em circuito aberto e da corrente fotogerada, tendo em consideração que ambas também dependem da temperatura das células fotovoltaicas:

$$V_{OC} = \gamma V_T \ln \left( \frac{I_{ph} R_{sh} - V_{OC,T}}{R_{sh} I_0} \right) \quad (2.39)$$

$$I_{ph} = I_{ph,ref} \times \frac{G_i}{G_{ref}} \quad (2.40)$$

### 2.4.3 Cálculo da potência

Tendo em consideração a adaptação da tensão em circuito aberto e da corrente de curto-circuito do módulo fotovoltaico mediante as condições de operação, obtém-se a expressão característica da corrente em função da tensão (2.15) de acordo com essas mesmas variáveis:

$$I = I_{SC} - \left( I_{SC} - \frac{V_{OC} - R_s I_{SC}}{R_{sh}} \right) \exp \left( \frac{V + R_s I - V_{OC}}{\gamma V_T} \right) - \frac{V + R_s I - R_s I_{SC}}{R_{sh}} \quad (2.41)$$

A potência do módulo fotovoltaico é determinada segundo o ponto de potência máxima:

$$P_{max} = I_{MPP} V_{MPP} \quad (2.42)$$

Deste modo, aplica-se a equação (2.41) ao ponto de potência máxima:

$$I_{MPP} = I_{SC} - \left( I_{SC} - \frac{V_{OC} - R_s I_{SC}}{R_{sh}} \right) \exp \left( \frac{V_{MPP} + R_s I_{MPP} - V_{OC}}{\gamma V_T} \right) - \frac{V_{MPP} + R_s I_{MPP} - R_s I_{SC}}{R_{sh}} \quad (2.43)$$

A potência transferida em cada instante da curva I-V é determinada pela expressão (2.11), que diferenciada em relação à tensão (Mendes 2014):

$$\frac{dP}{dV} = \left( \frac{dI}{dV} \right) V + I \quad (2.44)$$

No ponto de potência máxima a derivada da potência em função da tensão é nula, pelo que se obtém:

$$I_{MPP} + V_{MPP} \frac{-\frac{1}{R_{sh}} - \left( \frac{R_{sh} I_{SC} - V_{OC} + R_s I_{SC}}{\gamma V_T R_{sh}} \right) \exp \left( \frac{V_{MPP} + R_s I_{MPP} - V_{OC}}{\gamma V_T} \right)}{1 + \frac{R_s}{R_{sh}} + R_s \left( \frac{R_{sh} I_{SC} - V_{OC} + R_s I_{SC}}{\gamma V_T R_{sh}} \right) \exp \left( \frac{V_{MPP} + R_s I_{MPP} - V_{OC}}{\gamma V_T} \right)} = 0 \quad (2.45)$$

A potência é então calculada para cada instante segundo a expressão (2.42), cuja solução numérica da corrente e da tensão no ponto de potência máxima é determinada pelo sistema de equações (2.43) e (2.45).

## 2.5 Equipamentos de um sistema fotovoltaico

Os equipamentos constituintes de um sistema fotovoltaico são de uma forma genérica os mesmos, variando apenas os modelos e a quantidade consoante a necessidade de produção de eletricidade do projeto em causa. Os componentes típicos de um sistema fotovoltaico são (Fig. 20):

- Painel fotovoltaico;
- Inversores;
- Baterias;
- Regulador de carga;
- Cablagem;
- Outros – Caixa de junção geral, interruptor principal DC, equipamentos de proteção AC, aparelhos de medida.

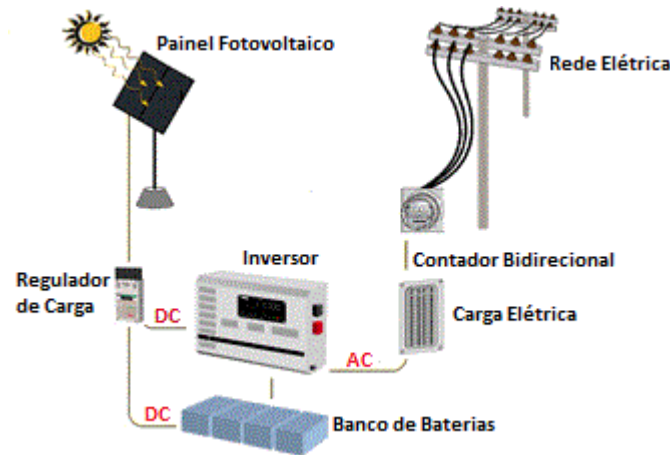


Fig. 20 - Elementos base constituintes de um sistema fotovoltaico com ligação à rede. (Princeton Engineering Services)

No entanto é de notar que as baterias e o regulador de carga são equipamentos de foro opcional, atribuindo ao sistema fotovoltaico a capacidade de armazenamento de energia.

### 2.5.1 Paineis fotovoltaicos

Um painel fotovoltaico define-se por um conjunto de módulos, que podem ser ligados em série e/ou em paralelo, de forma a se obterem diferentes valores de tensão, corrente e potência.

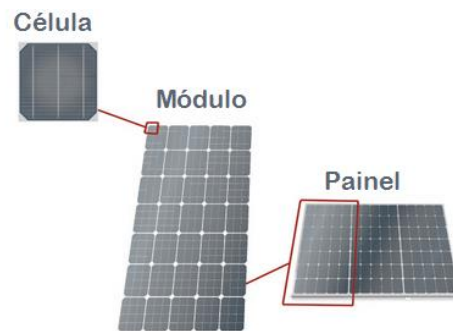


Fig. 21 - Célula, módulo e painel fotovoltaicos. (ETAP)

Os módulos fotovoltaicos ligados em série (Fig. 22) designam-se por fileiras e permitem obter tensões mais elevadas, mantendo a corrente estipulada do módulo.

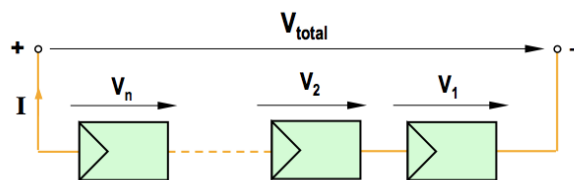


Fig. 22 - Representação esquemática da associação em série de  $n$  módulos fotovoltaicos. (Carneiro 2010)

$$V_{Total} = V_1 + V_2 + \dots + V_n = n \times V \quad (2.46)$$

$$I_1 = I_2 = \dots = I_n = I \quad (2.47)$$

Por sua vez, os módulos fotovoltaicos ligados em paralelo (Fig. 23) permitem obter correntes mais elevadas, mantendo o nível de tensão estipulada do módulo.

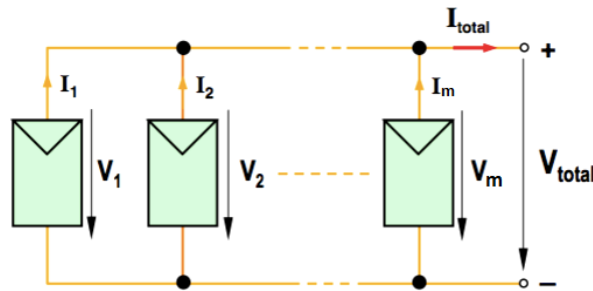


Fig. 23 - Representação esquemática da associação em paralelo de  $m$  módulos fotovoltaicos. (Carneiro 2010)

$$I_{Total} = I_1 + I_2 + \dots + I_m = m \times I \quad (2.48)$$

$$V_1 = V_2 = \dots = V_m = V \quad (2.49)$$

A ligação dos módulos fotovoltaicos pode efetuar-se ainda com a associação de várias fileiras de módulos ligados em paralelos, constituindo desta forma uma associação mista. Neste tipo de associação de módulos fotovoltaicos obtêm-se as características das ligações em série e em paralelo. A Fig. 24 representa esquematicamente a associação mista de  $n \times m$  módulos fotovoltaicos, onde  $n$  representa o número de módulos ligados em série e  $m$  o número de fileiras de módulos associados em paralelo.

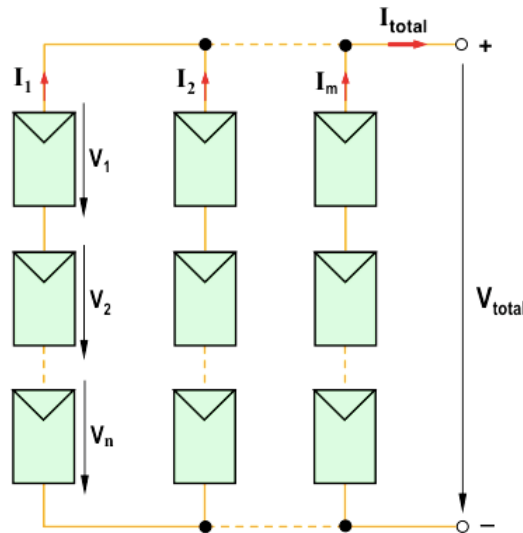


Fig. 24 – Representação esquemática da associação mista de  $n \times m$  módulos fotovoltaicos. (Carneiro 2010)

$$V_{Total} = V_1 + V_2 + \dots + V_n = n \times V \quad (2.50)$$

$$I_{Total} = I_1 + I_2 + \dots + I_m = m \times I \quad (2.51)$$



O dimensionamento de um painel solar, influenciando o número de módulos necessários e as respetivas ligações, depende do tipo de utilização do sistema fotovoltaico, bem como das características associadas à carga e da radiação solar incidente no local.

A produção de energia elétrica de um painel fotovoltaico,  $E_{PV}$  [kWh/dia], depende da respetiva potência nominal e das horas solares pico do local,  $h_p$  [h/dia], através da expressão:

$$E_{PV} = P_{max} \times h_p \quad (2.52)$$

O conceito de horas solares pico corresponde ao número de horas diárias em que a irradiância é máxima,  $G_0 = 1000 \text{ W/m}^2$ , cuja interpretação gráfica representa-se na Fig. 25.

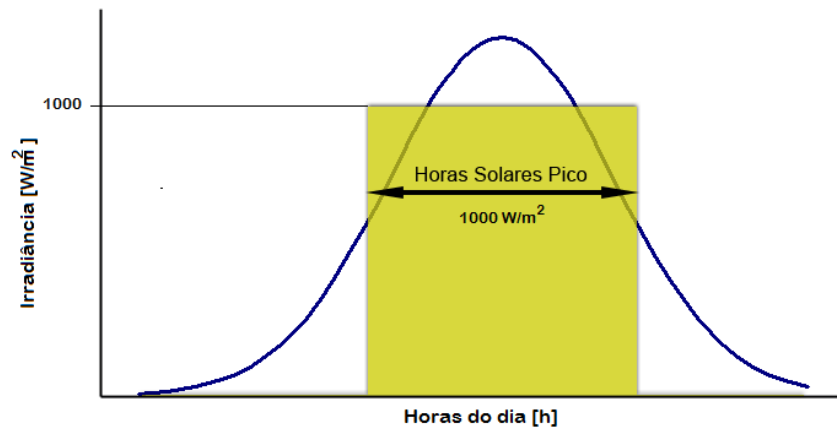


Fig. 25 – Insolação diária. (Wikipedia 2013a)

A insolação corresponde à distribuição temporal da irradiância. A insolação diária varia ao longo do ano e depende da localização, afetando o número de horas solares pico que, em dias de céu limpo em Portugal, variar entre as 3 e as 6 horas.

### 2.5.2 Inversores

O facto de a rede de distribuição elétrica e das cargas elétricas funcionarem corrente alterna (AC), obriga à implementação de um ou mais inversores no sistema fotovoltaico, cuja produção de energia ocorre em corrente contínua (DC). O inversor é utilizado como conversor DC/AC, ajustando o sinal elétrico para a frequência e o nível de tensão da rede a que ficará ligado. A conversão para um sinal de corrente alternada envolve perdas relativamente pequenas, uma vez que um inversor apresenta uma eficiência típica entre 90-95%.



Fig. 26 - Inversor DC/AC. (ADIV)

Existem diversos tipos de inversores em função das características elétricas das suas aplicações. No caso de sistemas fotovoltaicos, os inversores podem ser divididos em duas categorias conforme o tipo de aplicação, isto é, para sistemas isolados e para sistemas com ligação à rede elétrica. Embora ambos os tipos de inversores compartilhem os mesmos princípios gerais de funcionamento, os de aplicação em

sistemas de ligação à rede possuem características específicas de forma a atenderem às exigências das concessionárias de distribuição em termos de segurança e qualidade da energia injetada na rede.

De modo geral, inversores de injeção na rede com potências até cerca de 5 kW têm uma saída monofásica. A partir dessa potência é mais comum a utilização de inversores com saída trifásica, ou inversores monofásicos em associação trifásica.

Os inversores são construídos com o auxílio de dispositivos semicondutores de potência, que constituem chaves eletrônicas controláveis, podendo ser colocados em estado de condução ou de bloqueio por meio de um sinal de controlo, originando desta forma a conversão de tensão DC para AC e vice-versa (Pinho & Galdino 2014).

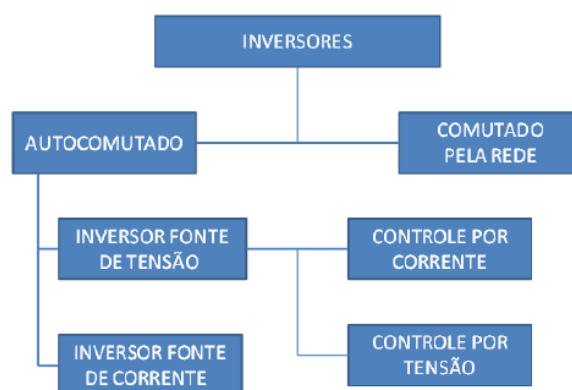


Fig. 27 - Tipos de inversores classificados de acordo com o princípio de funcionamento. (Pinho & Galdino 2014)

Como representado na Fig. 27, os inversores podem ser divididos em dois grupos, de acordo com o modo de como é feita a comutação dos semicondutores (Castro 2012):

- Inversores comutados pela rede – Utilizam o tiristor como elemento semicondutor e são dispositivos semicomandados, uma vez que só permitem o controlo do instante de passagem à condução e não o instante de passagem ao corte. A passagem ao corte dá-se quando a corrente se anula, para o que é necessário a intervenção da tensão da rede, ou, alternativamente, a existência de circuitos auxiliares com a mesma função. Este tipo de inversores são robustos e simples que, devido ao elevado conteúdo harmónico, apresentam uma baixa qualidade de tensão e corrente de saída, requerendo o uso de redes de filtragem complexas, dispendiosas e com mais perdas. Desta forma, a utilização deste tipo de inversores tem-se tornado reduzida, sendo restrita a unidades de potências elevadas (superiores a 100 kW).
- Inversores autocomutados – Utilizam o transistor como elemento semicondutor e são dispositivos totalmente comandados que operam com frequências de comutação elevadas (na ordem de dezenas ou centenas de kHz). Estes permitem o controlo das formas de onda da tensão e corrente do lado AC, pelo que podem ajustar o fator de potência e reduzir as harmónicas. Os inversores autocomutados podem ser do tipo fonte de tensão ou fonte de corrente (fonte representada no lado DC), sendo que ambos permitem obter uma forma de onda de amplitude constante e frequência variável do lado AC. Nos sistemas fotovoltaicos a configuração mais comum consiste na utilização de um inversor de fonte de tensão, cujo controlo pode ser feito quer por tensão quer por corrente. Devido à estabilidade perante perturbações na rede, o controlo de corrente é aplicado na maioria dos sistemas de ligação à rede, enquanto que o controlo de tensão é mais utilizado em sistemas isolados.

Alguns inversores incorporam um transformador de acoplamento, podendo ser de baixa frequência (60 Hz) para acoplar a tensão de saída na rede, ou de alta frequência (kHz), representando menores perdas e dimensões, porém com um custo mais elevado. O transformador permite o isolamento

galvânico entre os circuitos DC e AC, possibilitando que o painel fotovoltaico opere numa tensão mais baixa e com menos interferências eletromecânicas. Os inversores com ausência de transformador atingem eficiências mais elevadas, no entanto podem necessitar da instalação de dispositivos de proteção adicionais (Pinho & Galdino 2014).

### 2.5.3 Baterias

Uma vez que a produção de eletricidade proveniente da tecnologia fotovoltaica é variável no tempo, torna-se necessário o armazenamento de energia elétrica, de forma a ajustar a produção com as diversas necessidades dos consumidores, satisfazendo qualquer perfil de consumo independentemente das horas de sol.

Desta forma, a bateria armazena a energia elétrica gerada pelo painel fotovoltaico sob forma de energia química e em corrente contínua, disponibilizando-a sempre que necessário ao perfil de consumo. Um sistema fotovoltaico é constituído por um banco de baterias, ligadas em série e/ou paralelo, dimensionado mediante as necessidades de consumo e de autonomia.



Fig. 28 - Baterias solares. (ADIV)

As características fundamentais das baterias são (Carneiro 2009) (Rydh & Sandén 2005):

- Capacidade,  $C$  [Ah] – Quantidade de energia que a bateria fornece até ficar totalmente descarregada, dependendo da temperatura e do tempo de descarga. Indica também o valor da corrente que teoricamente uma bateria seria capaz de fornecer durante uma hora, em condições de temperatura STC, 25°C. A capacidade nominal corresponde ao produto da intensidade de corrente de descarga constante e do tempo de descarga. Com efeito, para tempos pequenos de descarga, a capacidade da bateria diminui e, por outro lado, para elevados tempos de descarga, a capacidade da bateria aumenta. É de notar que o comportamento das baterias é não linear. Por este motivo, a capacidade nominal da bateria deve ser especificada em função do tempo de descarga para o qual é expressa, conjuntamente com a respetiva corrente de descarga.
- Tempo de descarga – Tempo que corresponde à duração típica do processo de descarga da bateria.
- Profundidade de descarga,  $DOD$  [%] (*Depth of Discharge*) – Quantidade de carga retirada da bateria num ciclo típico de funcionamento. Esta quantidade é indicada considerando descargas até um determinado nível de tensão da bateria. Desta forma, quanto maior a tensão da bateria, maior será a sua profundidade de descarga. No entanto, quanto maior for a profundidade de descarga, menor o número de ciclos de carga/descarga que a bateria conseguirá efetuar.

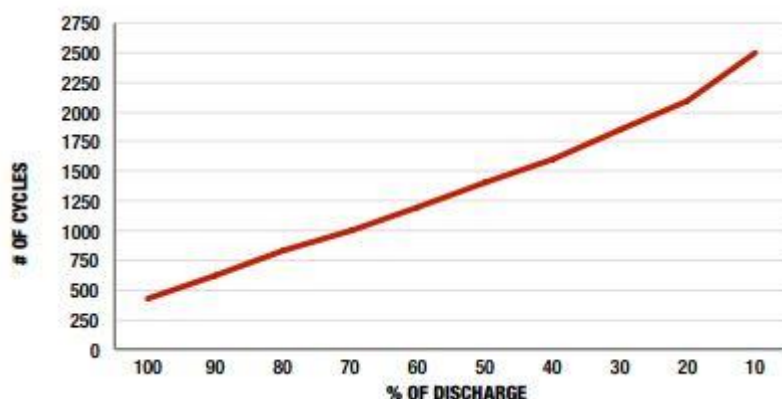


Fig. 29 - Relação entre o número de ciclos de uma bateria com a profundidade de descarga para uma bateria chumbo-ácido (Rolls).

- Taxa de auto descarga – Quantidade de descarga da bateria mesmo quando esta não se encontra em funcionamento. A ocorrência deste fenómeno deve-se à existência de correntes internas na bateria que provocam perda de carga. Normalmente corresponde a cerca de 3% por mês de utilização.
- Ciclos de vida – Representa o número de vezes que uma bateria pode ser carregada e descarregada. Assume-se que a bateria atingiu o final de vida útil quando a capacidade é reduzida a 80% da capacidade nominal. O número de ciclos de vida depende do tempo de descarga, da temperatura de funcionamento e da profundidade de descarga.
- Eficiência – Relação entre a energia fornecida na carga e a energia obtida na descarga. Em condições ideais de funcionamento, pode atingir os 95%.

Os tipos de baterias utilizados em sistemas fotovoltaicos são (Garrido 2010):

- Baterias chumbo-ácido (PbA) – São o tipo de baterias mais utilizado em sistemas fotovoltaicos devido ao seu baixo custo e nível de desempenho. De um modo geral, as baterias chumbo-ácido devem ser carregadas com correntes baixas, originando um tempo de carga elevado. Este tipo de baterias são sensíveis a sobrecargas e nunca devem ser descarregadas totalmente, sendo que uma descarga completa diminui a capacidade de carga, podendo impossibilitar a recarga da bateria. As baterias de chumbo-ácido são sensíveis a variações de temperatura, sendo que a altas temperaturas aumentam a capacidade e diminuem o tempo de vida útil. Estas baterias apresentam uma eficiência entre 70-84%.
- Baterias de níquel-cádmio (NiCd) – Este tipo de baterias têm um preço inicial mais elevado que as baterias chumbo-ácido, contudo são mais resistentes nas variações de temperatura e condições de sobrecarga. Possuem ainda a vantagem de possibilitarem a sua carga com correntes elevadas, originando a um menor tempo de carga. As baterias de níquel-cádmio têm um efeito de memória que obriga ao seu total descarregamento, de forma que evitar a viciação que leva à diminuição da tensão fornecida da bateria. Apresentam eficiências entre 65-85%.
- Baterias níquel-hidretos metálicos (NiMH) – Estas baterias têm uma constituição semelhante às de níquel-cádmio, com a exceção do efeito de memória. A eficiência destas baterias, tal como as baterias de níquel-cádmio, varia entre 65-85%.
- Baterias de íões de lítio (Li-ion) – Estas baterias são leves e apresentam mais tempo de vida útil e um preço elevado. Podem ser carregadas com correntes altas, suportando uma vasta amplitude de temperatura de funcionamento. A eficiência deste tipo de baterias varia entre 85-95%.

### 2.5.4 Regulador de carga

O regulador de carga tem como função controlar a carga das baterias de forma a evitar sobrecargas e descargas completas. Quando o banco de baterias atinge o nível máximo de carga, o regulador desliga as baterias do sistema ou diminui significativamente a corrente de carga. E quando é atingida a profundidade de descarga máxima, o regulador tem a função de interromper o fornecimento de energia proveniente do banco de baterias às cargas externas. O regulador de carga garante, desta forma, mais vida útil às baterias e protege o painel fotovoltaico, evitando o retorno de energia. O rendimento típico deste equipamento é de cerca de 95%.



Fig. 30 - Regulador de carga. (FFSolar)

Existem três tipos de reguladores de carga utilizados em sistemas fotovoltaicos:

- Reguladores série – Neste tipo de regulador de carga os interruptores eletrônicos de controlo ficam em série com o painel fotovoltaico. O controlo da carga da bateria é assegurado por um relé, através da análise da tensão nos respetivos terminais. Quando a carga atinge a tensão máxima, o circuito elétrico é interrompido através da abertura do relé, que volta a fechar após uma redução da tensão.
- Reguladores shunt – Neste tipo de reguladores de carga os um dos interruptores eletrônicos de controlo fica em paralelo com o painel fotovoltaico. O controlo de carga da bateria é assegurado por um relé, através do fluxo de corrente. Quando a carga atinge a tensão máxima, os reguladores reduzem continuamente a potência do painel fotovoltaico.
- Reguladores MPP – Estes reguladores ajustam o ponto de funcionamento do sistema fotovoltaico de forma a produzir energia à potência máxima, que depende de fatores externos como a temperatura e a radiação solar incidente. O regulador ajusta o MPP através de um conversor DC/DC, mantendo a tensão com valor superior à da bateria para que esta carregue.

### 2.5.5 Cablagem

Numa instalação elétrica de um sistema fotovoltaico existem três tipos de cabos diferentes, os de módulo ou fileira, o cabo principal DC e o cabo do ramal AC. Os cabos devem ser de cobre ou de alumínio e têm de cumprir os requisitos de aplicação, na qual estão sujeitos à ação de forças eletromecânicas (correntes paralelas de sentido inverso) e também ao aquecimento por efeito de Joule.

Os cabos de módulo ou fileira são os condutores que estabelecem a ligação elétrica entre os módulos fotovoltaicos de um gerador fotovoltaico e a caixa de junção do gerador. O cabo principal DC estabelece a ligação entre a caixa de junção do gerador e o inversor. O cabo do ramal AC liga o inversor à rede recetora, através do equipamento de proteção.



Fig. 31 - Cablagens para um sistema fotovoltaico. (Morais 2009)

Uma vez que se tratam de instalações exteriores, os cabos de corrente contínua devem ter isolamento duplo, sendo apropriados para um largo espectro de temperaturas, ser resistentes aos raios ultravioletas e não propagantes do fogo. Como forma de garantia de proteção contra falhas de terra e curto-circuitos, dá-se preferência à utilização de cabos mono-condutores flexíveis isolados para as linhas positiva (cor vermelha) e negativa (cor preta). Para instalações fotovoltaicas expostas ao risco de incidência de relâmpagos, deverão ser usados cabos blindados. Os cabos devem ser encaminhados de modo a que a sua integridade mecânica nunca seja posta em causa, sendo conveniente seguirem em tubagens ou em caminhos de cabos adequados (ADIV).

A secção transversal mínima da cablagem,  $S_{min}$  [mm<sup>2</sup>], dimensiona-se através da seguinte expressão:

$$S_{min} = \frac{2 \times l \times P_{max,CAB}}{\sigma \times \Delta V \times V^2} \quad (2.53)$$

Onde:

$l$  [m] – comprimento da linha do cabo;

$P_{max,CAB}$  [W] – potência máxima no cabo;

$\sigma$  [S.m/mm<sup>2</sup>] – condutividade elétrica do material ( $\sigma_{cobre} = 56$  S.m/mm<sup>2</sup> e  $\sigma_{Alumínio} = 35$  S.m/mm<sup>2</sup>);

$\Delta V$  [%] – queda de tensão admissível;

$V$  [V] – tensão no ponto de potência máxima ( $V_{MPP}$ ) para cabos DC e tensão nominal do sistema ( $V_n$ ) para cabos AC.

No processo de dimensionamento da secção dos cabos, deve ter-se em consideração a necessidade de redução das perdas resistivas, assumindo-se, em condições STC, uma queda de tensão admissível de até 1% nos cabos de fileira e no cabo principal DC, em que as tensões são mais reduzidas, e até 3% no cabo do ramal AC.

A expressão anterior corresponde à secção mínima necessária da cablagem num dimensionamento fotovoltaico, sendo que os resultados obtidos devem ser arredondados para o maior valor aproximado das secções nominais dos cabos normalizados. No entanto há que ter ainda em consideração que a secção dos cabos tem impacto numa instalação fotovoltaica, devido essencialmente às perdas resistivas e às perdas sob efeito de Joule presentes.

$$P_{Joule} = RI^2 \quad (2.54)$$

Isto é, quanto maior a espessura dos cabos, mais pequena é a resistência e, consequentemente, verificam-se menos perdas sob efeito Joule. Contudo, quanto maior a secção de um cabo maior o respetivo custo, sendo desta forma necessária alguma sensibilidade na seleção dos mesmos.

As perdas de transmissão de energia nas linhas dos cabos do sistema fotovoltaico,  $P_L$  [W], são calculadas segundo a seguinte expressão, de acordo com as secções transversais atribuídas, onde  $N_L$  corresponde ao número de cabos de cada tipo:

$$P_L = \frac{2 \times N_L \times l \times P_{max_{CAB}}^2}{\sigma \times S \times V^2} \quad (2.55)$$

As perdas totais nos cabos do sistema fotovoltaico correspondem ao somatório das perdas associadas a cada tipo de cabo.

As expressões de cálculo da secção transversal e perdas nos cabos explicitas anteriormente nas equações (2.53) e (2.55) referem-se a instalações elétricas monofásicas.

Para instalações elétricas trifásicas, o dimensionamento da cablagem em corrente contínua é efetuado da mesma forma. Por sua vez, a cablagem de corrente alterna é dimensionada segundo as seguintes expressões:

$$S_{min} = \frac{\sqrt{3} \times l \times P_{max_{CAB}}}{\sigma \times \Delta V \times V^2} \quad (2.56)$$

$$P_L = \frac{\sqrt{3} \times N_L \times l \times P_{max_{CAB}}^2}{\sigma \times S \times V^2} \quad (2.57)$$

## 2.5.6 Outros

- Caixa de junção geral

As fileiras individuais são ligadas entre si na caixa de junção geral do gerador. Para além destes cabos são ainda ligados o cabo principal DC e, caso seja necessário, o condutor de ligação equipotencial (GREENPRO 2004).

A caixa de junção geral do gerador contém terminais, aparelhos de corte, fusíveis de fileira e díodos de bloqueio das fileiras. Os fusíveis de fileira protegem os cabos contra sobrecargas. Por sua vez, os díodos de bloqueio ligados em série em cada fileira protegem o sistema no caso de ocorrer um curto-circuito ou o sombreamento de uma fileira, promovendo o desacoplamento entre fileiras.

Geralmente é também instalado um descarregador de sobretensões, com visa a desviar eventuais sobretensões para a terra. Desta forma, a ligação equipotencial ou o condutor terra são ligados à caixa de junção geral.

- Interruptor principal DC

O interruptor principal DC consiste num aparelho de corte da ligação acessível entre o gerador fotovoltaico e o inversor, na eventualidade de ocorrência de falhas ou para a condução de trabalhos de manutenção e reparação. O interruptor principal DC deve ser dimensionado segundo a tensão máxima em circuito aberto e a corrente máxima em curto-circuito (GREENPRO 2004).

- Equipamentos de proteção AC

Os equipamentos de proteção utilizados para o circuito AC são os disjuntores normais e diferenciais. Os disjuntores consistem em interruptores AC e são aparelhos de proteção contra sobreintensidades que isolam automaticamente o sistema fotovoltaico da rede elétrica, em casos de sobrecarga ou curto-circuito. Os disjuntores diferenciais têm a particularidade de serem sensíveis à corrente residual



diferencial. Estes dispositivos analisam a corrente que flui nos condutores de ida e de retorno do circuito elétrico, isolando o circuito em casos de falha de isolamento, um contacto direto ou indireto (GREENPRO 2004).

- Aparelhos de medida

No sistema fotovoltaico é instalado um contador de energia de forma a contabilizar a quantidade de energia produzida. No caso de o sistema conter ligação à rede é ainda instalado um segundo contador de energia, de forma a contabilizar a quantidade entregue à rede elétrica. A contagem de energia deve ser feita por um contador bidirecional, que assegure a contagem dos dois sentidos.

## 2.6 Sistemas fotovoltaicos

Os sistemas solares fotovoltaicos podem ser utilizados para as mais variadas aplicações, dividindo-se em três tipos, mediante as necessidades de projeto: sistemas autónomos, sistemas ligados à rede, sistemas híbridos.



Fig. 32 - Diferentes aplicações de sistemas fotovoltaicos.

### 2.6.1 Sistemas autónomos

Um sistema autónomo é concebido para alimentar um conjunto de cargas que operam isoladas da rede elétrica, podendo-se tratar de cargas de corrente contínua ou de corrente alternada. Neste contexto, o dimensionamento de um sistema fotovoltaico autónomo é efetuado através da análise da radiação solar disponível correspondente ao mês com menos horas solares pico, em função das necessidades de consumo energético. Os sistemas autónomos contêm armazenamento de energia através da implementação de um banco de baterias e de um regulador de carga que, embora tornem este sistema mais caro, conferem uma maior autonomia e um maior aproveitamento energético.

Os sistemas autónomos com cargas DC consistem em sistemas mais simplificados e de custo reduzido, uma vez que não necessitam de inversor. Estes sistemas são normalmente aplicados no espaço, no bombeamento de água, em iluminação, na sinalização e em outro tipo de pequenas aplicações, tipicamente inferiores a 1 kW, desde que se tratem de cargas DC.

Os sistemas autónomos com cargas AC abrangem um maior tipo de aplicações, uma vez que grande parte dos equipamentos elétricos utilizam corrente alternada. Nestes sistemas já é necessária a utilização



de um inversor para a alimentação das cargas a partir da produção fotovoltaica. Uma vez que se tratam de sistemas isolados, são muito utilizados em residências.

### 2.6.2 Sistemas ligados à rede

Os sistemas ligados à rede necessitam sempre de um inversor para converter a energia produzida pelo painel fotovoltaico para AC, podendo a energia ser utilizada diretamente para alimentar a carga ou injetada na rede. Os sistemas ligados à rede aplicam-se ao autoconsumo ou a centrais de produção fotovoltaica. Para o autoconsumo, a sua principal prioridade é fornecer energia diretamente à carga, injetando-se o excedente para a rede elétrica. Por sua vez as centrais fotovoltaicas têm o objetivo exclusivo de injetar toda a energia produzida na rede elétrica, auxiliando o sistema electroprodutor, uma vez que produzem energia nos períodos de maior consumo de eletricidade.

### 2.6.3 Sistemas híbridos

Um sistema híbrido combina a produção fotovoltaica com outro tipo de fontes de produção de energia elétrica, não necessariamente de origem renovável, como por exemplo um gerador a *diesel*, ou a gás, através da implementação de aerogeradores, entre outros. Desta forma, o sistema consegue ter uma produção energética mais contínua e fiável, sendo possível o carregamento de baterias em períodos noturnos ou em períodos encobertos. A implementação de um sistema híbrido pode ser autónoma ou com ligação à rede, podendo justificar a diminuição do número de módulos solares e de baterias, tornando-o num projeto mais económico.

## 2.7 Enquadramento energético

A energia é um conceito abstrato, habitualmente definido como a capacidade de produzir trabalho, englobado numa conceção unificadora que emprega coerência a um vasto número de fenómenos. A energia apresenta-se sob diversas formas, as quais podem ser classificadas segundo diversos critérios. A potência é uma grandeza instantânea que traduz a capacidade de transferir energia, sendo esta última contabilizada num determinado período de tempo.

Na contabilização do consumo energético global, é habitual classificar-se o termo de energia em energia primária e energia final. A energia primária traduz-se no recurso natural não convertido, tais como a energia química dos combustíveis fósseis, a energia potencial e cinética da água, a energia nuclear, a energia eólica, a energia solar, a energia geotérmica, entre outras. Por sua vez, a energia final inclui as formas de energia obtidas por conversão da energia primária, nomeadamente a energia elétrica, a energia térmica e a energia mecânica. As perdas resultam na diferença entre a energia primária e a energia final, sob forma de energia térmica, e decorrem nos processos de conversão, transporte e distribuição.

Outras classificações da energia, de extrema relevância na atualidade, dividem-se em energia renovável e energia não renovável e também na possibilidade de armazenamento, através da categorização de energia armazenável e energia não armazenável.

Energia renovável consiste na que provém de recursos naturais naturalmente reabastecidos, dando respostas durante o tempo de vida do ser humano, abrangendo fontes de energia permanentes, como o sol, o vento, a biomassa, as ondas, as marés e o calor da terra. Por energia não renovável entendem-se as fontes de energia que dependem de processos em escala de tempo geológica para se tornarem disponíveis, não dando respostas durante o tempo de vida do ser humano, como é o caso dos combustíveis fósseis (carvão, petróleo e gás natural) e a energia resultante de processos de fissão ou fusão nuclear (Paiva 2011).

### 2.7.1 As energias renováveis no mundo

As energias renováveis abrangem um grande número de tecnologias que disponibilizam serviços de energia, na forma de eletricidade, aquecimento e arrefecimento e soluções de transporte, de maneira sustentável.

No ano de 2013, as fontes de energia renovável providenciaram 19,1% da energia final consumida. A maior parcela renovável pertence à biomassa tradicional, com 9%, utilizada principalmente para cozinhar e para aquecimento. As energias renováveis modernas abrangem 10,1% e são empregadas nos mercados de produção de eletricidade, aquecimento e arrefecimento, transporte e serviços rurais e isolados. A sua distribuição compreende 3,9% relativos ao setor hidroelétrico, 1,3% para as restantes renováveis de produção elétrica, 4,1% para as renováveis térmicas e 0,8% incidentes no setor de transportes a biocombustíveis. Relativamente às restantes fontes de abastecimento da energia final consumida globalmente, dividem-se em 78,3% de combustíveis fósseis e 2,6% de energia nuclear (REN 21 2015).

Relativamente ao setor elétrico, em 2014 verificou-se um crescimento significativo das renováveis, atingindo uma capacidade global de 1.712 GW, registando um aumento de 8,5% face ao ano de 2013. Atualmente, as energias renováveis representam 27,7% da capacidade mundial de produção de energia, suficiente para fornecer 22,8% do consumo global de eletricidade. O gráfico da Fig. 33 representa a distribuição da capacidade mundial proveniente de fontes renováveis relativa ao ano de 2014, na qual dominam a tecnologia hídrica e eólica.

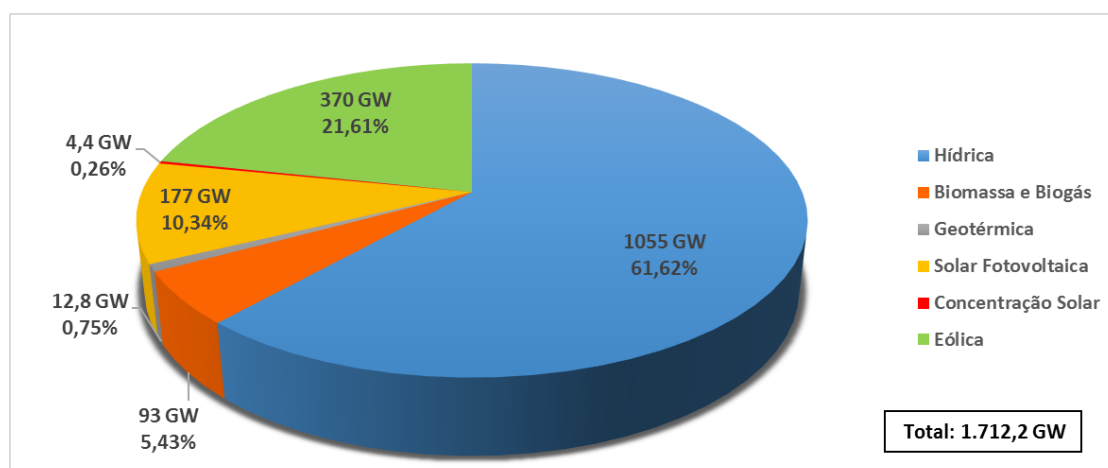


Fig. 33 - Potência mundial instalada proveniente de fontes renováveis do setor elétrico no ano de 2014 (REN 21 2015).

Incidindo o foco na fonte solar, a conversão de energia associada à radiação solar pode ser efetuada com dois propósitos: a obtenção de energia elétrica, a qual denominamos por energia solar fotovoltaica, e a obtenção de calor, nomeadamente utilizado para aquecimento de águas sanitárias, à qual designamos por energia solar térmica.

Uma alternativa que utiliza a energia solar no processo de produção de energia elétrica denomina-se por concentração solar e consiste em sistemas termoeletrônicos que convertem a energia solar em calor, proveniente de vapor de alta temperatura, através do auxílio de superfícies espelhadas. As centrais são constituídas por duas partes, uma que coleta a energia solar e a converte em calor e outra que converte a energia térmica em eletricidade. Esta tecnologia permite o armazenamento de energia, através da acumulação térmica para produção de eletricidade em períodos mais convenientes (Castro 2012).

No que concerne à energia solar fotovoltaica, esta começa finalmente a desempenhar um papel substancial no mercado de energia, apresentando custos cada vez mais competitivos devido à evolução da tecnologia e aos incentivos políticos criados por parte de alguns países. O gráfico da Fig. 34

representa a evolução da capacidade fotovoltaica a nível mundial, cujo recorde foi registado em 2014 com um crescimento de 40 GW de potência instalada. Os países com maior destaque no mercado fotovoltaico são a Alemanha com uma potência instalada de 38,2 GW, a China com 28 GW e o Japão com 23,3 GW (REN 21 2015).

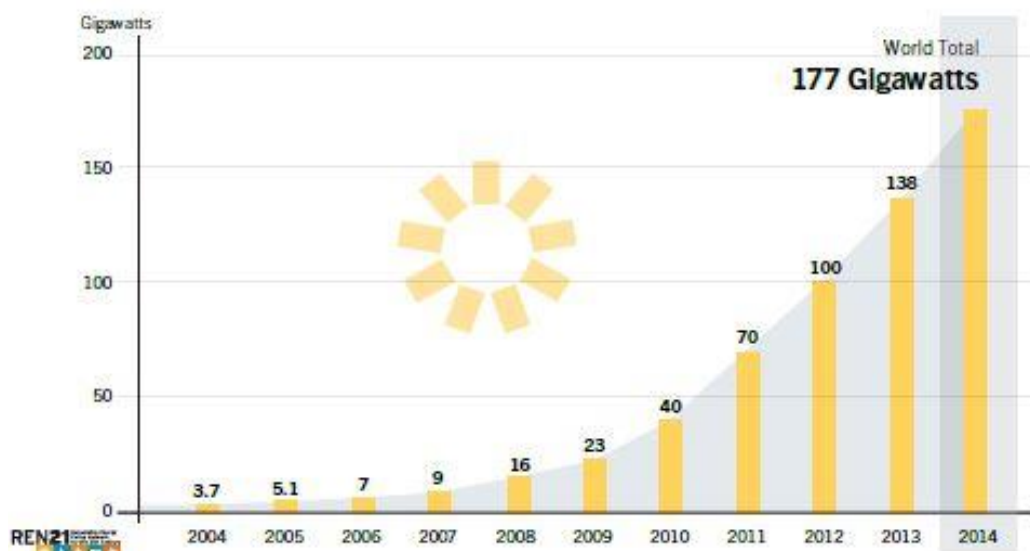


Fig. 34 - Evolução da potência mundial instalada fotovoltaica (REN 21 2015).

A energia solar fotovoltaica lidera o setor renovável em termos de investimentos, apresentando mais de 50% da totalidade dos mercados renovável e combustível (não incluindo o mercado hidroelétrico com potências superiores a 50 MW), relativos a 2014. O passado ano atingiu recordes para o setor fotovoltaico, com um aumento de 23% do investimento efetuado em 2013, perfazendo um total de 134,8 bilhões de dólares.

Desta forma, é de esperar um progresso significativo do setor fotovoltaico, que apresenta uma possibilidade de expansão essencial no mercado elétrico, nomeadamente na redução da dependência dos combustíveis fósseis. Como tal, é também de extrema importância as estratégias e incentivos políticos, essenciais na delineação da evolução do setor renovável no mercado de energia.

Atualmente a maioria dos países têm políticas que regulam e promovem as fontes renováveis nos setores de eletricidade, aquecimento e arrefecimento e transporte, motivados pela necessidade de combater as mudanças climáticas, de reduzir a dependência dos combustíveis fósseis, desenvolver sistemas energéticos mais flexíveis e de criar novas oportunidades económicas. No início de 2015, registaram-se 145 países com políticas de suporte às energias renováveis (Fig. 35), revelando com um crescimento sobre os 138 países abrangidos em 2014 e sobre os apenas 15 países reportados em 2005.

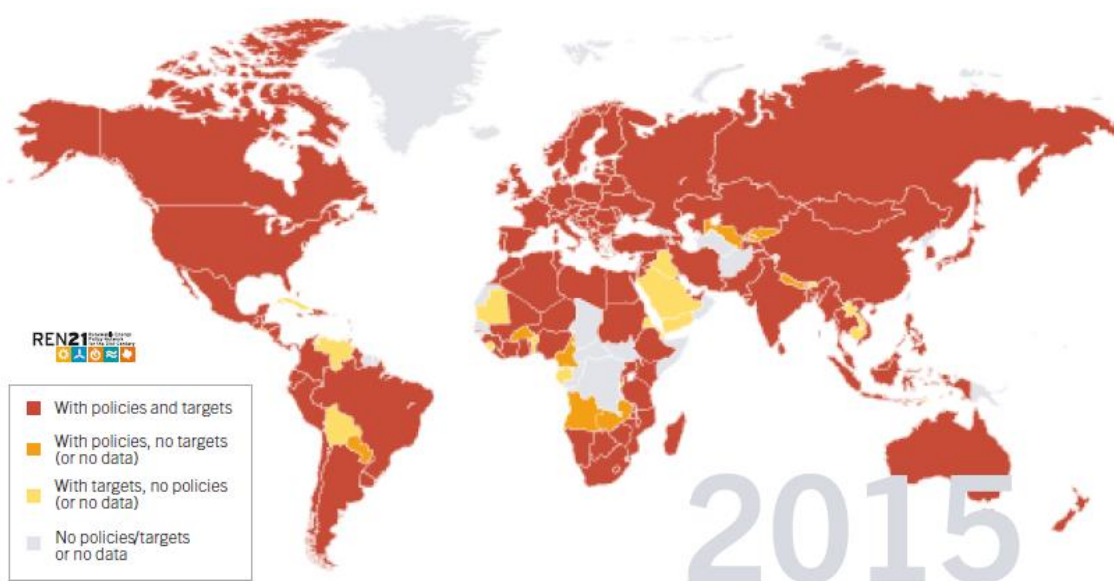


Fig. 35 - Países com políticas e estratégias sobre as energias renováveis, no início de 2015 (REN 21 2015).

A União Europeia estabeleceu uma estratégia com metas definidas para 2020 em matéria de energia e alterações climáticas, que implica uma redução de 20% nas emissões de gases com efeito estufa, o aumento da quota de energias renováveis de 20% e uma melhoria de 20% na eficiência energética. Os objetivos da União Europeia foram integrados na Estratégia Europa 2020 para um crescimento inteligente, sustentável e inclusivo, aprovada pelo Conselho Europeu em Junho de 2010 (European Commission 2011).

A Fig. 36 apresenta as metas estabelecidas pela União Europeia para a incorporação de renováveis no consumo de energia final em 2020 e a sua repartição pelos 28 países membro, bem como os resultados atingidos em 2013. Como se pode verificar, Portugal comprometeu-se a satisfazer 31% do consumo de energia final em 2020, recorrendo a fontes de energia renováveis.

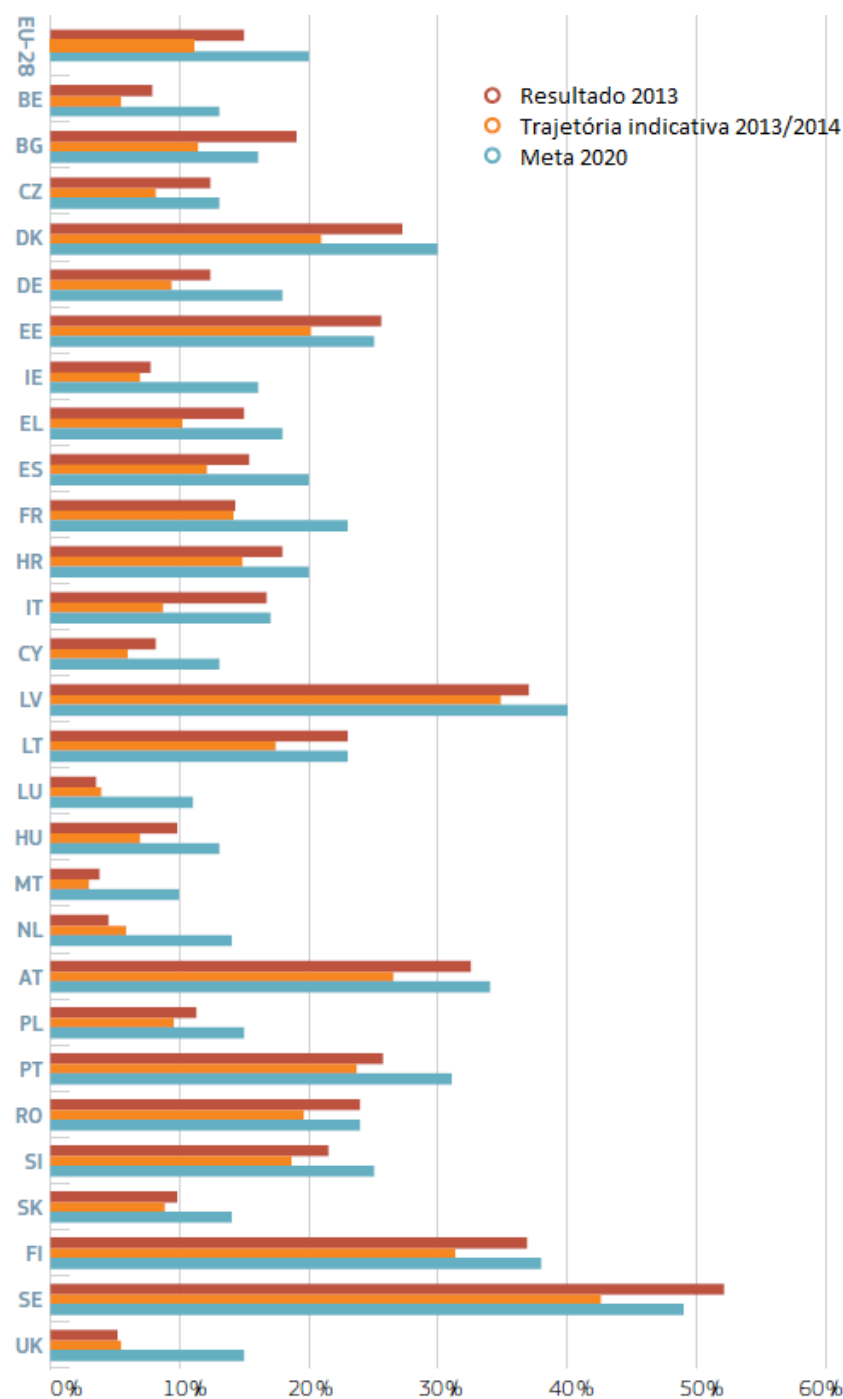


Fig. 36 - Metas de incorporação de renováveis no consumo de energia final dos países membro da União Europeia (European Union 2015).

### 2.7.2 As energias renováveis em Portugal

Relativamente a Portugal, a evolução das renováveis está representada na Fig. 37. Verifica-se que a tecnologia com maior crescimento em potência instalada foi a eólica, em 3,3 GW. No entanto, em termos relativos, a tecnologia que mais cresceu foi a fotovoltaica de uma potencial residual para os 426 MW atingidos em março de 2015.

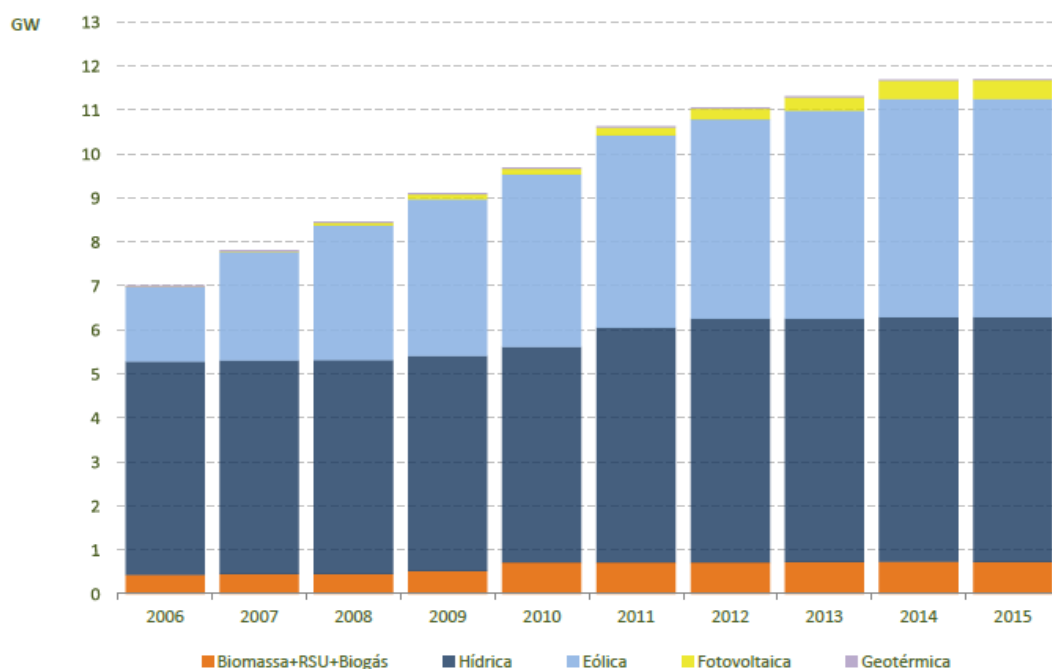


Fig. 37 - Evolução da potência instalada proveniente de fontes renováveis em Portugal (DGEG 2015).

A Fig. 38 representa a distribuição da capacidade de fontes renováveis no final do ano de 2014 para Portugal, na qual dominam as tecnologias hídrica e eólica.

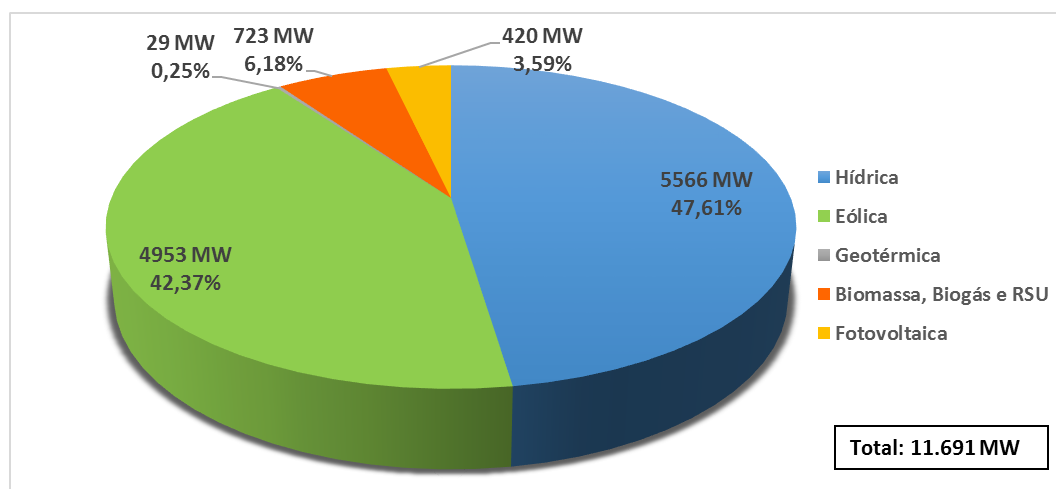


Fig. 38 - Potência instalada proveniente de fontes renováveis para Portugal no ano de 2014 (DGEG 2015).

Atualmente, as fontes energéticas usadas na produção de eletricidade são relativamente diversificadas. No futuro, é de esperar que a parcela de combustíveis fósseis decresça, com o aumento do investimento da componente renovável, em prol de um desenvolvimento sustentável.

Relativamente ao panorama atual de consumo de energia elétrica, a Fig. 39 representa o peso das diferentes fontes utilizadas no ano de 2014. Em Portugal Continental, 62,7% do consumo de eletricidade provém de fontes renováveis, 35,5% de combustíveis fósseis e 1,8% de importação de energia elétrica.

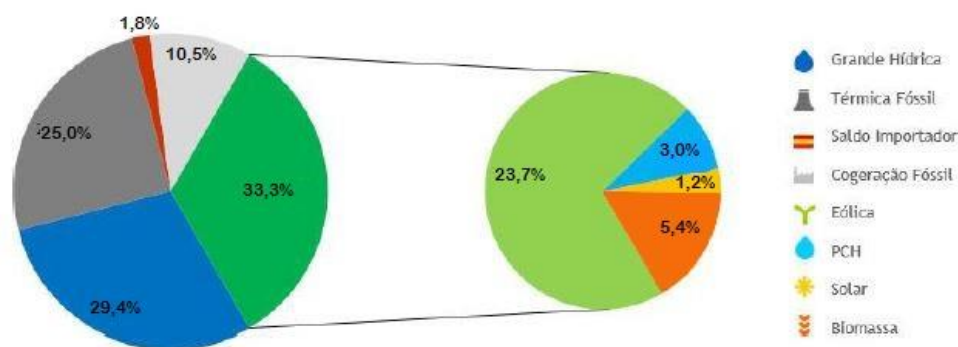


Fig. 39 - Peso das diferentes fontes de consumo de eletricidade em Portugal Continental no ano de 2014 (APREN 2015).

Apesar da sua grande variabilidade, numa base anual, devido à sua inerente ligação com as condições meteorológicas, a energia hídrica tem sido a principal fonte energética renovável usada na produção de eletricidade. Contudo, outras fontes têm sido incorporadas, com particular destaque na energia eólica, sendo Portugal o segundo país europeu com maior penetração eólica. No entanto, é de valorizar o potencial solar incidente sobre território nacional, que traz todas as condições ambientais aliciantes à expansão da tecnologia fotovoltaica como parcela integrante do sistema elétrico.

A incorporação de fontes de energia renovável na rede elétrica apresenta vantagens que não podem ser desvalorizadas, tais como a redução do consumo de combustíveis fósseis e dos impactos ambientais associados, maior segurança no aprovisionamento energético e a redução da dependência energética de outros países. No entanto, também apresentam aspetos negativos que não podem ser negligenciados e que requerem uma adaptação do sistema elétrico, como a dificuldade de controlo sobre o padrão de produção renovável (Castro 2012).

Como resposta às metas europeias definidas, foi estabelecido para Portugal, para o horizonte de 2020, um objetivo geral de redução no consumo de energia primária de 25% e um objetivo específico relativamente à Administração Pública de 30%. No plano de utilização de energia proveniente de fontes endógenas renováveis, objetivou-se para 2020 que 31% do consumo final bruto de energia e 10% da energia utilizada nos transportes provenha de fontes renováveis, a um menor custo para a economia do país. Em simultâneo, pretende-se reduzir a dependência energética do país e garantir a segurança de abastecimento, através da promoção de um *mix* energético equilibrado.

Neste contexto, tem vindo a ser implementado um modelo energético baseado na racionalidade económica e na sustentabilidade, através da conjugação entre a adoção de medidas de eficiência energética e da utilização de energia proveniente de fontes endógenas renováveis, mas também através da redução dos sobrecustos que oneram os preços da energia.





## Capítulo 3 - Enquadramento legal da produção distribuída

### 3.1 Evolução da legislação em Portugal

A figura do pequeno produtor de energia elétrica está desde há muito consagrada no ordenamento jurídico português. Com efeito, a Lei nº 2002, de 26 de dezembro de 1944 promulgou a eletrificação do País. Contudo, o âmbito desta figura sofreu várias alterações, inicialmente motivadas sobretudo pelos dominados choques petrolíferos, despertados em 1973, que originaram um impacto estrondoso no custo do petróleo ao longo dos anos. Desta forma, tiveram o mérito de evidenciar o carácter finito não só da fonte de energia mais vulgarmente utilizada, como das demais, levando à necessidade da diversificação energética, bem como do seu aproveitamento.

Assim, em 1988, foi estabelecida na legislação portuguesa o primeiro “Regulamento para Autorização das Instalações de Produção de Energia Elétrica Integradas no Sistema Elétrico Independente e Baseadas na Utilização de Recursos Renováveis”, com o **decreto-lei nº 189/88** de 27 de maio. O diploma estabeleceu normas relativas à atividade de produção de energia elétrica por pessoas singulares ou coletivas, de direito público ou privado com a condição de serem utilizados recursos renováveis, combustíveis nacionais ou resíduos industriais, agrícolas ou urbanos, ou de se tratarem de instalações de cogeração, estas últimas sem limite de potência. Aos restantes estabelecimentos industriais de produção de energia, foram impostos um limite de potência aparente instalada de 10.000 kVA para a interligações com a rede pública a média, alta ou muito alta tensão e 100 kVA para baixa tensão. Traduziu-se no plano legislativo uma política de diminuição de dependência externa do país em energia primária, criando-se condições e incentivos adequados para a promoção do aproveitamento dos recursos endógenos.

Em 1995, o **decreto-lei nº 186/95** de 27 de julho, passou a regular a produção de energia elétrica através do processo de cogeração que se começou a reger por um regime autónomo. Seguidamente, e com objetivo de adequar as disposições do decreto-lei nº 189/88 a esse novo enquadramento, surgiu o **decreto-lei nº 313/95**, de 24 de novembro, suprimindo os limites de potência instalada estabelecidos, com exceção dos aproveitamentos hidroelétricos que permaneceram limitados até 10 MVA.

Mais tarde, as crescentes preocupações com a defesa do ambiente a nível global tornaram necessário um maior estreitamento das políticas energética e ambiental, por forma a viabilizar o cumprimento de compromissos internacionais da *Convenção Quadro das Nações Unidas para as Alterações Climáticas* e do *Protocolo de Kyoto*, sendo publicado o **decreto-lei nº 168/99**, de 18 de maio. Este diploma deu um novo impulso ao desenvolvimento de recursos renováveis, contribuindo para uma mais ampla utilização das fontes endógenas de energia e permitindo uma maior articulação entre as políticas da energia e do ambiente. Tem com principais destaques a completa alteração do tarifário aplicável à venda de energia elétrica produzida a partir de recursos renováveis através da implementação de tarifas verdes e a reorganização do processo de regulamentação. Assim, o decreto-lei nº 189/88 com as alterações anunciadas no decreto-lei nº 313/95 passa a excluir a utilização de combustíveis nacionais e os aproveitamentos hidroelétricos passam a ter uma potência instalada limitada até 10 MW.

Contudo, a prossecução dos objetivos de enquadramento legal da produção de eletricidade através de energias renováveis e por processos de cogeração defrontou-se com o constrangimento de capacidade das redes do SEP para a receção da energia elétrica proveniente dos centros electroprodutores do SEI. Perante estas dificuldades, o **decreto-lei nº 312/2001** de 10 de dezembro publica condições de acesso à rede, instituindo instrumentos legais e mecanismos que possibilitem o aproveitamento dos referidos recursos mediante uma gestão racional e transparente da rede pública, de forma a garantir uma capacidade de receção que responda adequadamente aos pedidos de entrega de energia elétrica.

Como necessidade de valorização local da disponibilidade dos recursos endógenos, bem como dos diferentes contributos ambientais associados, o **decreto-lei nº 339-C/2001** de 29 de dezembro introduz alterações ao estabelecimento de uma remuneração diferenciada por tecnologia e regime de exploração, destacando as tecnologias que evidenciam um elevado potencial a médio prazo, como a energia das ondas e da energia solar fotovoltaica.

Tendo em conta a natural evolução do mercado de eletricidade entretanto ocorrido, onde surgiram novas tecnologias para a produção descentralizada de energia elétrica, destacasse também a figura de produtor-consumidor em baixa tensão. A qual utiliza, entre outros equipamentos, geradores síncronos, geradores assíncronos, painéis fotovoltaicos, produzindo energia elétrica de forma autónoma na justa medida das suas necessidades. Deste modo, o **decreto-lei nº 68/2002** de 25 de março regula a atividade de produção de energia em baixa tensão destinada predominantemente a consumo próprio, sem prejuízo de se poder entregar a produção excedente a terceiros ou à rede pública, com um limite de entrega a esta última de 150 kW por cada ponto de receção. Para efeitos do presente diploma, entende-se por produção de autoconsumo a atividade de produção em que pelo menos 50% da energia elétrica produzida seja destinada a consumo próprio ou de terceiros, para fins domésticos, comerciais, industriais ou de prestação de serviços. Para além de enquadrar a respetiva atividade, este diploma estabelece o regime dos direitos e dos deveres dos produtores-consumidores, atendendo, o tarifário de venda de energia elétrica pelo produtor-consumidor à rede, aos custos evitados com o recebimento da energia elétrica do produtor-consumidor e aos benefícios de natureza ambiental resultantes da maior eficiência da instalação de produção na utilização da energia primária.

Com o objetivo de equilibrar as medidas de promoção do aumento da produção de eletricidade através das fontes renováveis e o preço da eletricidade em regime de mercado, é publicado o **decreto-lei nº 33-A/2005**, de 16 de fevereiro. Este atualiza os valores de remuneração de eletricidade produzida a partir de recursos renováveis, garantindo, no entanto, a respetiva remuneração por um prazo considerado suficiente para permitir a recuperação dos investimentos efetuados e a expectativa de retorno económico.

Após a aprovação da estratégia nacional para a energia, em 2005, estabeleceu-se como linha de orientação a liberação e a promoção da concorrência nos mercados energéticos, através da alteração dos respetivos enquadramentos estruturais. Desta forma, o **decreto-lei nº 29/2006** de 15 de março, veio estabelecer as bases gerais de organização e funcionamento do SEN, bem como regras gerais aplicáveis ao exercício das atividades de produção, transporte, distribuição e comercialização. A produção da eletricidade integra a classificação de produção em regime ordinário e em regime especial. Ao regime especial corresponde a produção de eletricidade com incentivos à utilização de recursos endógenos e renováveis ou a produção combinada de calor e eletricidade. No desenvolvimento e na concretização do decreto-lei nº 29/2006, é publicado o **decreto-lei nº 172/2006** de 23 de agosto, estabelecendo o regime jurídico aplicável às atividades de produção em regime ordinário, transporte, distribuição e comercialização de eletricidade, bem como à operação logística de mudança de comercializador e aos procedimentos aplicáveis à atribuição de licenças e concessões.

O **decreto-lei nº 101/2007** de 2 de abril procede a uma classificação das instalações elétricas de serviço particular simplificada em três categorias, que correspondem essencialmente às instalações com produção própria, às instalações alimentadas em média, alta ou muito alta tensão e às instalações alimentadas em baixa tensão. Este diploma atualiza o Regulamento de Licenças para Instalações Elétricas, que fixa as normas que devem ser seguidas para o licenciamento das instalações elétricas destinadas à produção, transporte, transformação, distribuição ou utilização de energia elétrica.

O **decreto-lei nº 225/2007** de 31 de maio concretiza um conjunto de medidas ligadas às energias renováveis previstas na estratégia nacional para a energia definida em 2005, como a avaliação dos critérios de remuneração da eletricidade produzida tendo em conta as especificidades tecnológicas e critérios ambientais. São assim introduzidos alguns melhoramentos para articulação do licenciamento da instalação das centrais renováveis com a legislação ambiental diretamente conexas, clarificando a obrigatoriedade de elaboração de estudos de incidências ambientais previamente.

Passados mais de cinco anos desde a entrada em vigor do decreto-lei nº 68/2002, verificou-se que o número de sistemas de microgeração de eletricidade licenciados e a funcionar não atingiu uma expressão significativa. Desta forma, surgiu o **decreto-lei nº 363/2007** de 2 de novembro, trazendo um regime simplificado aplicável à microprodução de eletricidade, passando a existir dois regimes de remuneração, o regime geral e o bonificado. O primeiro para a generalidade das instalações e o segundo apenas aplicável, num período de 15 anos, às fontes renováveis de energia com potência de ligação até

3,68 kW, com um limite anual de potência de ligação de 10 MW, aumentando anual e sucessivamente em 20% e cujo tarifário de referência depende do tipo de energia renovável utilizada. Como forma de incentivo, a **Lei 67-A/2007** de 31 de dezembro traz uma ligeira alteração do decreto-lei nº 363/2007 relativa à faturação, contabilidade e relacionamento comercial, excluindo a tributação do IRS a unidades de microprodução com rendimento inferior a 5000 €.

Em 2010 foi definida uma nova Estratégia Nacional de Energia para 2020 (ENE 2020), cujos principais objetivos passam por reduzir a dependência energética do país através do aumento da produção de energia a partir de recursos endógenos e garantir o cumprimento dos compromissos assumidos por Portugal no contexto de políticas europeias de combate às alterações climáticas. Desta forma, o **decreto-lei nº 118-A/2010** de 25 de outubro estabelece novos objetivos para incentivar a produção descentralizada de eletricidade em baixa tensão por particulares, revendo o regime jurídico da microprodução e estendendo-o à cogeração, aplicando-se a unidades ou instalações, monofásicas ou trifásicas, com uma potência de ligação até 5,75 kW ou até 11,04 kW em condomínios de seis ou mais frações que integrem instalações trifásicas. A potência atribuída passa a ser de 25 MW por ano e o regime bonificado de venda de eletricidade é ajustado para se tornar adequado aos custos dos equipamentos associados às unidades de microprodução. A potência máxima da unidade de microprodução é limitada a 50% da potência contratada, à exceção de condomínios que integrem seis ou mais frações. Assim, o presente diploma efetua alterações nos decretos-lei nº 312/2001 e nº 363/2007.

Com o objetivo de dar espaço ao aproveitamento centralizado associado a potências superiores às previstas na miniprodução, surge o **decreto-lei nº 132-A/2010** de 21 de dezembro, que estabelece o regime para atribuição de 150 MVA de capacidade de receção de potência na RESP para energia elétrica produzida a partir de centrais solares fotovoltaicas, incluindo a tecnologia solar fotovoltaica de concentração.

No entanto, e uma vez que o regime de produção com autoconsumo não teve a aceitação esperada, revogou-se o decreto-lei nº 68/2002, surgindo em sua substituição e de forma a complementar o regime da microprodução, o **decreto-lei nº 34/2011** de 8 de março, com um novo regime para a produção descentralizada de eletricidade, a miniprodução. Este novo regime define uma unidade de miniprodução como uma instalação baseada numa só tecnologia de produção a partir de energias renováveis, cuja potência máxima de ligação à rede é de 250 kW. A miniprodução não pode exceder 50% da potência contratada e o regime remuneratório baseia-se no regime geral e bonificado, tendo este último um período de aplicação de 15 anos e um limite anual de potência de ligação de 50 MW, variável com tipo de energia primária utilizada.

Na sequência do Memorando de Entendimento sobre as Condicionalidades de Política Económica entre o Estado Português, a Comissão Europeia e o Banco Central Europeu e o Fundo Monetário Internacional, onde se assumiram compromissos relativos ao processo de liberalização dos setores da eletricidade, surge o **decreto-lei nº 215-B/2012** de 8 de outubro, que estabelece o regime jurídico aplicável às atividades integrantes do SEN, estabelecendo regras comuns para o mercado interno de eletricidade. Relativamente à produção de eletricidade, alteram-se os conceitos de produção em regime ordinário e em regime especial, passando este último a contemplar também a produção através de recursos endógenos em regime remuneratório de mercado. Neste contexto, o diploma consolida toda a legislação dispersa da produção de eletricidade em regime especial, excluindo-se deste a produção de eletricidade em cogeração, a microprodução e miniprodução.

No que diz respeito aos regimes jurídicos da microprodução e miniprodução, dispostos nos decretos-lei nº 363/2007 e nº 34/2011, respetivamente, revelaram várias dificuldades práticas e operacionais, originando um processo de revisão dos mesmos, tendo em vista as regras comuns do mercado interno da eletricidade. Assim surge o **decreto-lei nº 25/2013** de 19 de fevereiro, clarificando soluções transitoriamente aplicáveis, cometendo apenas ao comercializador de último recurso (CUR) a obrigação de celebrar com os microprodutores e os miniprodutores contratos de compra e venda da eletricidade produzida. Por outro lado, para o regime de remuneração geral estabelece que a eletricidade produzida deve ser adquirida, no caso da microprodução, pelo custo da energia do tarifário aplicável em 2012 atualizado anualmente de acordo com a taxa de inflação, e, no caso da miniprodução, pelo preço médio mensal do Operador de Mercado Ibérico de Eletricidade, para o polo português.

### 3.1.1 Microprodução

O enquadramento legislativo aplicável ao regime de produção de eletricidade por intermédio de unidades de microprodução encontra-se disposto no decreto-lei nº 363/2007 após as alterações referidas na Lei nº 67-A/2007 e nos decretos-lei nº 118-A/2010 e nº 25/2013.

Entende-se por microprodução a produção de energia de pequena potência, com um limite de potência de ligação à RESP de 5,75 kW para cada unidade ou de 11,04 kW para condomínios que integrem seis ou mais frações. Este conceito engloba a produção de eletricidade a partir de recursos renováveis, ou a produção de calor e eletricidade em cogeração, ainda que de fontes não renováveis, tendo sempre por base uma só tecnologia de produção.

As unidades de microprodução têm uma potência limitada até 50% da potência contratada na unidade de consumo associada, à exceção de condomínios com seis ou mais frações, e são remuneradas através de dois regimes distintos, o regime geral e o bonificado.

O regime geral aplica-se a todas as unidades de microprodução que não se enquadrem no regime bonificado, podendo a eletricidade produzida ser vendida a mercados organizados ou mediante a celebração de contratos bilaterais, ou diretamente à rede como CUR, remunerando-a com uma tarifa revista anualmente face à inflação.

O regime bonificado aplica-se a unidades de microprodução cuja potência de ligação não ultrapasse os 3,68 kW, ou no caso dos condomínios, 11,04 kW, que utilizem uma das seguintes fontes de energia primária: solar, eólica, hídrica, cogeração a biomassa ou cogeração não renovável. Caso não se trate de um sistema de cogeração e que este esteja integrado no aquecimento do edifício, a unidade de microprodução tem ainda que dispor de coletores solares térmicos com um mínimo de 2 m<sup>2</sup> de área útil de coletor ou de caldeira a biomassa com produção anual de energia térmica equivalente. Se for condomínio, o regime bonificado é ainda aplicável mediante uma auditoria energética e cuja implementação das medidas de eficiência energética prevejam um retorno até dois anos.

No regime bonificado, o produtor é remunerado com base na tarifa de referência que vigorar à data da emissão do certificado de exploração, sendo esta tarifa aplicável durante um total de 15 anos, subdivididos em dois períodos, com duração de 8 anos e 7 anos, respetivamente. A tarifa de referência é fixada em 400 €/MWh para o primeiro período e em 240 €/MWh para o segundo período, sendo o valor de ambas as tarifas reduzido, sucessiva e anualmente, em 20 €/MWh. A potência de ligação total para as unidades de microprodução tem uma quota limite anual de 25 MW. A tarifa a aplicar varia consoante o tipo de energia primária utilizada, conforme se verifica na Tabela 1.

Tabela 1 - Variação da tarifa com a fonte de energia primária utilizada para as unidades de microprodução.

Energia Primária	Tarifa	Limite da Eletricidade Vendida [MWh/ano]
<b>Solar</b>	100%	2,4
<b>Eólica</b>	80%	2,4
<b>Hídrica</b>	40%	4,0
<b>Cogeração a Biomassa</b>	70%	4,0
<b>Cogeração Não Renovável</b>	40%	4,0

### 3.1.2 Miniprodução

O enquadramento legislativo aplicável ao regime produção de eletricidade, a partir de recursos renováveis, por intermédio de unidades de miniprodução encontra-se disposto no decreto-lei nº 34/2011 após as alterações referidas no decreto-lei nº 25/2013.

Entende-se por miniprodução a produção de eletricidade, a partir de energias renováveis, baseada numa só tecnologia de produção com um limite de potência de ligação à RESP de 250 kW. As unidades produtoras integram-se em três escalões diferentes, de acordo com a respetiva potência de ligação:

- Escalão I – unidades cuja potência não seja superior a 20 kW;
- Escalão II – unidades cuja potência seja superior a 20 kW e não seja superior a 100 kW;
- Escalão III – unidades cuja potência seja superior a 100 kW e não seja superior a 250 kW.

As unidades de miniprodução têm uma potência de ligação limitada até 50% da potência contratada na unidade de consumo associada e a energia produzida anual não pode ultrapassar o dobro da energia consumida na instalação. Estas são remuneradas através de dois regimes distintos, o regime geral e o bonificado.

O regime geral aplica-se a todas as unidades de miniprodução que não se enquadrem no regime bonificado, podendo a eletricidade produzida ser vendida a mercados organizados ou mediante a celebração de contratos bilaterais, ou diretamente à rede como CUR, remunerando-a com uma tarifa estabelecida mensalmente segundo os preços de fecho do OMIE e diferenciando o período horário de entrega de energia elétrica em vazio ou fora de vazio.

O regime bonificado aplica-se a unidades de miniprodução cuja potência de ligação seja superior ao limite legalmente estabelecido para o acesso do regime bonificado da atividade de microprodução (3,68 kW), que utilizem uma das seguintes fontes de energia primária: solar, eólica, hídrica, biogás e biomassa. O acesso ao regime bonificado depende ainda de prévia comprovação de uma auditoria energética que determine a implementação de medidas de eficiência energética com períodos de retorno de dois para o escalão I, três para o escalão II e quatro anos para o escalão III. No caso de instalações consumidoras intensivas de energia sujeitas ao regime jurídico da gestão de consumos intensivos de energia ou ao regime jurídico de certificação energética de edifícios, o regime bonificado depende da comprovação do acordo de racionalização do consumo ou de certificado energético em que, caso o edifício seja novo alcance a classe B ou superior, ou caso se trate de um edifício existente alcance a classe C ou superior.

O regime bonificado é diferenciado pelos escalões de potência de ligação à RESP, sendo a tarifa aplicável durante um total de 15 anos. Para as unidades de miniprodução no escalão I, o produtor é remunerado com base na tarifa de referência que vigorar à data da emissão do certificado de exploração. Para as unidades de miniprodução no escalão II e III, o produtor é remunerado com base na tarifa mais alta que resultar das maiores ofertas de desconto à tarifa de referência. A tarifa de referência é fixada em 250 €/MWh, sendo o valor da tarifa reduzido, sucessiva e anualmente, em 7%. A potência de ligação total para as unidades de miniprodução tem uma quota limite anual de 50 MW, sendo que a quota relativa às unidades no escalão I não pode ser superior a 25% do limite total. A tarifa a aplicar varia consoante o tipo de energia primária utilizada, conforme se verifica na Tabela 2.

Tabela 2 - Variação da tarifa com a fonte de energia primária utilizada para as unidades de miniprodução.

Energia Primária	Tarifa	Limite da Eletricidade Vendida [MWh/ano]
<b>Solar</b>	100%	2,6
<b>Eólica</b>	80%	2,6
<b>Hídrica</b>	50%	5,0
<b>Biogás</b>	60%	5,0
<b>Biomassa</b>	60%	5,0

### 3.2 Legislação atual

Recentemente foi publicado um novo enquadramento legislativo para o autoconsumo e pequena produção distribuída, com o **decreto-lei nº 153/2014** de 20 de outubro, no qual são reformulados e

integrados os atuais regimes de microprodução e miniprodução, revogando-se os decretos-lei nº 363/2007 e nº 34/2011. A pequena produção passa assim a beneficiar de um enquadramento legal único. As atividades de produção distribuída, de pequena produção e em autoconsumo, regem-se por disposições comuns no que respeita ao controlo prévio das mesmas e aos direitos e deveres dos promotores, e por normas específicas que acolhem as alterações inerentes a cada uma das modalidades. A Direção-Geral de Energia e Geologia (DGEG) é a entidade responsável pela decisão, coordenação e acompanhamento da atividade de produção de eletricidade. Para o efeito, cria e gere um Sistema Eletrónico de Registo de Unidades de Produção, o SERUP, uma plataforma eletrónica de interação entre a Administração Pública, os promotores, os produtores e os demais intervenientes no procedimento e nas vicissitudes de registo. A abertura do SERUP é declarada no **despacho nº 3/SERUP/DGEG/2015** de 3 de março.

A instalação de uma unidade de produção (UP) está sujeita a registo prévio e a sua entrada em exploração requiere de um certificado de exploração para o efeito, distinguindo-se o procedimento de entrada em exploração para autoconsumo, consoante a dimensão da instalação e a intenção de a mesma fornecer o excedente de energia à RESP. A **portaria nº 14/2015** de 23 de janeiro, com alterações referidas na **portaria nº 60-E/2015** de 2 de março, define o procedimento para apresentação de mera comunicação prévia de exploração das unidades de produção para autoconsumo, bem como para a obtenção de um título de controlo prévio no âmbito da produção de autoconsumo ou de pequena produção para injeção total na rede elétrica.

Sempre que a instalação elétrica de utilização se encontre ligada à RESP, o promotor deve proceder a uma averiguação das condições técnicas de ligação no local, salvaguardando os limites e condições técnicas estabelecidas no Regulamento da Qualidade de Serviço e no Regulamento Técnico e de Qualidade, a aprovar pelo DGEG. O certificado de exploração definitivo é emitido ao titular do registo após a instalação da UP e conclusão do procedimento de inspeção ou reinspeção que se regem segundo o Regulamento de Inspeção e Certificação, a aprovar pelo DGEG. Após a 3ª reinspeção consecutiva da qual não resulte a emissão favorável para início de exploração, o registo da UP é cancelado. As unidades produtoras com uma potência instalada superior a 1,5 kW encontram-se sujeitas a inspeções periódicas, com uma periodicidade de 10 anos para potências inferiores a 1 MW e de 6 anos para os demais casos.

A DGEG cobra as seguintes taxas relativas à unidade produtora, cujo montante, modo de pagamento e fase de procedimento em são devidas são definidos na portaria nº 14/2015:

- Taxa de registo da UP

Tabela 3 - Taxa para registo da unidade produtora.

Potência Instalada	UP com Injeção de Potência na Rede	UP sem Injeção de Potência na Rede
<b><math>P &lt; 1,5 \text{ kW}</math></b>	30 €	-
<b><math>1,5 \text{ kW} \leq P &lt; 5 \text{ kW}</math></b>	100 €	70 €
<b><math>5 \text{ kW} \leq P &lt; 100 \text{ kW}</math></b>	250 €	175 €
<b><math>100 \text{ kW} \leq P &lt; 250 \text{ kW}</math></b>	500 €	300 €
<b><math>250 \text{ kW} \leq P &lt; 1 \text{ MW}</math></b>	750 €	500 €

- Taxa de reinspeção da UP – 30% do valor da taxa aplicável ao registo
- Taxa de inspeções periódicas da UP – 20% do valor da taxa aplicável ao registo
- Taxa de averbamento de alterações de registo da UP – 40% e 20% do valor da taxa aplicável ao registo para unidades de produção com e sem emissão de novo certificado de exploração, respetivamente.

Para efeitos do decreto-lei nº153/2014, entende-se por:

- Potência instalada,  $P_{UPAC}$  [kW], a potência dos equipamentos de produção de eletricidade;
- Potência de ligação,  $P_{ligação}$  [kW], a potência máxima ou, no caso de instalações com inversor, a potência nominal de saída deste equipamento, que o produtor pode injetar na RESP.

### 3.2.1 Autoconsumo

A produção de eletricidade destinada ao autoconsumo na instalação de utilização associada à respetiva unidade produtora, designada por Unidade de Produção para Autoconsumo (UPAC), efetua-se com ou sem ligação à RESP e é baseada em tecnologias de produção renováveis ou não renováveis. As UPAC produzem preferencialmente para satisfazer necessidades de consumo, sendo a respetiva potência instalada limitada a duas vezes a potência de ligação e, esta última, limitada ao valor da potência contratada.



Fig. 40 - Representação esquemática de um sistema de autoconsumo fotovoltaico. (FFSolar)

Sempre que a energia proveniente de uma UPAC, cuja capacidade instalada não ultrapasse 1 MW, tenha origem em fonte de energia renovável e a instalação de utilização se encontre ligada à RESP, o produtor pode celebrar com o CUR um contrato de venda da eletricidade produzida e não consumida. A remuneração da energia elétrica fornecida à RESP pelo produtor é influenciada pelo preço de mercado, deduzido de 10% de forma a compensar custos com injeção, de acordo com a seguinte expressão:

$$R_{UPAC,m} = E_{fornecida,m} \times OMIE_m \times 0,9 \quad (3.1)$$

Onde:

$R_{UPAC,m}$  [€] – remuneração da eletricidade fornecida à RESP no mês  $m$ ;

$E_{fornecida,m}$  [kWh] – energia fornecida no mês  $m$ ;

$OMIE_m$  [€/kWh] – valor resultante da média aritmética simples nos preços de fecho do OMIE para Portugal (mercado diário).

Para UPAC com potência instalada superior a 1,5 kW que se encontrem ligadas à RESP estão sujeitas ao pagamento de uma compensação mensal fixa, nos primeiros 10 anos após a obtenção do certificado de exploração, de forma a que seja possível recuperar uma parcela dos CIEG na tarifa de uso global do sistema. Essa compensação é determinada pela seguinte expressão:

$$C_{UPAC,m} = P_{UPAC} \times V_{CIEG,t} \times k_t \quad (3.2)$$

Onde:

$C_{UPAC,m}$  [€] – compensação paga no mês  $m$ ;

$P_{UPAC}$  [kW] – potência instalada da UPAC, constante no respetivo certificado de exploração;

$V_{CIEG,t}$  [€/kW] – valor que permite recuperar os CIEG da respetiva UPAC, apurado no ano  $t$ ;

$k_t$  – coeficiente de ponderação a aplicar ao valor do CIEG, tendo em consideração a representatividade da potência total registada das UPAC no SEN, no ano  $t$ , sendo que:

- $k_t = 0\%$ , caso o total acumulado de potência instalada das UPAC seja inferior a 1% do total da potência instalada de centro electroprodutores do SEN;
- $k_t = 30\%$ , caso o total acumulado de potência instalada das UPAC se situe entre os 1% e 3% do total da potência instalada de centro electroprodutores do SEN;
- $k_t = 50\%$ , caso o total acumulado de potência instalada das UPAC exceda 3% do total da potência instalada de centro electroprodutores do SEN.

Em que  $t$  corresponde ao ano de emissão do certificado de exploração da respetiva UPAC.

No entanto, o produtor não é obrigado a vender o excedente de energia não consumida ao CUR, podendo estabelecer outro tipo de relacionamento comercial, designadamente a venda mercados organizados ou mediante contrato bilateral.

### 3.2.2 Pequena produção

A produção de eletricidade por intermédio de instalações de pequena potência, designadas por Unidades de Pequena Produção (UPP), é baseada numa tecnologia de produção renovável e vendida na sua totalidade à RESP. A potência de ligação de uma UPP não pode ultrapassar a potência contratada da instalação e é limitada até 250 kW. Numa base anual, a energia produzida pela UPP não pode exceder o dobro da eletricidade consumida na instalação, sendo a energia injetada na rede fora dos limites estabelecidos não remunerada. No âmbito do regime de pequena produção, a potência de ligação total não pode exceder a quota anual de 20 MW, a alocar mediante despacho a publicar no SERUP até dia 31 de dezembro de cada ano.



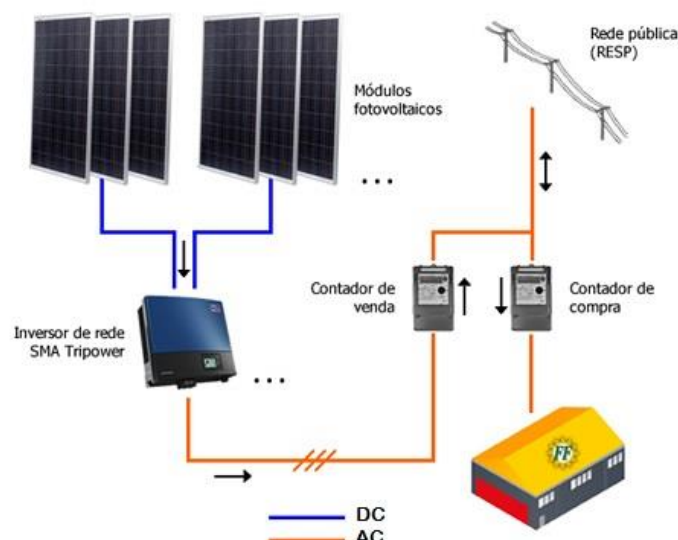


Fig. 41 - Representação esquemática de um sistema de pequena produção fotovoltaica. (FFSolar)

As unidades produtoras integram-se em três categorias diferentes para atribuição de potência, consoante as medidas acessórias implementadas:

- Categoria I – produtor que pretende proceder apenas à instalação de uma UPP;
- Categoria II – produtor que, para além da instalação de uma UPP, pretende instalar no local de consumo associado, tomada elétrica para o carregamento de veículos elétricos;
- Categoria III – produtor que, para além da instalação de uma UPP, pretende instalar no local de consumo associado, coletores solares térmicos com um mínimo de 2 m<sup>2</sup> de área útil de coletor ou caldeira a biomassa com produção anual de energia térmica equivalente.

A energia elétrica ativa produzida pela UPP e entregue à RESP é remunerada pela tarifa atribuída com base num modelo de licitação, no qual os concorrentes oferecem descontos à tarifa de referência que será estabelecida mediante portaria até dia 15 de dezembro de cada ano, vigorando por um período de 15 anos. Esta tarifa depende da categoria em que se enquadrem as unidades produtoras e do tipo de energia primária utilizada na UPP.

A tarifa de referência aplicável em 2015 é fixada pela **portaria nº 15/2015** de 23 de janeiro com os seguintes valores por categoria, variando com a fonte de energia primária consoante explicito na Tabela 4:

- Categoria I – 95 €/MWh;
- Categoria II – 105 €/MWh;
- Categoria III – 100 €/MWh.

Tabela 4 - Variação da tarifa de referência com a fonte de energia primária utilizada pelas unidades de pequena produção.

Energia Primária	Tarifa de Referência	Limite da Eletricidade Vendida [MWh/ano]
<b>Solar</b>	100%	2,6
<b>Biomassa</b>	90%	5,0
<b>Biogás</b>	90%	5,0
<b>Eólica</b>	70%	2,6
<b>Hídrica</b>	60%	5,0

O despacho nº 3/SERUP/DGEG/2015 de 3 de março atribui a quota de potência de 15 MW para atribuição em 2015 a UPP para injeção total de potência à rede. Esta quota é alocada mensalmente em sessões de atribuição de potência a realizar no último dia útil de cada mês, período compreendido entre março e novembro até aos seguintes limites mensais representados na Tabela 5. Às quotas mensais acrescem, em cada mês e categoria, eventuais saldos de potência não atribuídos no mês ou sessão anterior.

Tabela 5 - Quotas mensais distribuídas pelas categorias das unidades de pequena produção.

Sessões Mensais	Quota Mensal (MW)			
	Total	Categoria I	Categoria II	Categoria III
<b>Março</b>	4,6	1,6	1,5	1,5
<b>Abril - Novembro</b>	1,3	0,5	0,4	0,4

## Capítulo 4 - Metodologia

Neste capítulo é elaborada uma descrição das metodologias praticadas nos casos de estudo, nos quais se procede ao dimensionamento de sistemas fotovoltaicos como unidades de produção para autoconsumo, com o intuito de analisar o regime de produção distribuída fotovoltaica. Assume-se, desta forma, que o fornecimento de eletricidade provém do comercializador de último recurso, com o qual as unidades de produção também celebram um contrato de venda da eletricidade produzida e não consumida.

Os casos de estudo em análise nesta dissertação são apresentados e examinados nos capítulos 5 e 6, de acordo com a metodologia apresentada (Fig. 62), referindo-se a instalações elétricas de utilização relativas ao setor doméstico e ao setor industrial.

Uma vez tratando-se de unidades de produção para autoconsumo, o dimensionamento do sistema fotovoltaico deve garantir a aproximação da energia elétrica produzida com a quantidade de energia elétrica consumida na instalação elétrica de utilização. Por conseguinte, o projeto das UPAC's tem em consideração o perfil da carga nas respetivas instalações.

O projeto das unidades de produção fotovoltaicas envolve a exploração do recurso solar nos locais a instalar as unidades de produção de energia elétrica e o respetivo dimensionamento abrange a seleção e configuração dos equipamentos que integram o sistema fotovoltaico. O dimensionamento do sistema fotovoltaico é efetuado para diferentes potências, com e sem armazenamento de energia.

Após o dimensionamento do sistema fotovoltaico obtém-se a energia elétrica produzida pelas unidades de autoconsumo, bem como a distribuição da energia elétrica nas instalações e a faturação de energia. Nesta fase de projeto obtém-se o aproveitamento económico das unidades de produção fotovoltaica.

Posteriormente é realizada uma avaliação económica, na qual são englobados todos os custos associados ao projeto, de forma a se otimizar o sistema fotovoltaico através da seleção da opção de implementação mais viável. Por fim, procede-se à análise das unidades de produção fotovoltaica otimizadas, com e sem armazenamento de energia, de cada caso de estudo, na qual se discutem os resultados obtidos. Nos anexos encontram-se representados os esquemas elétricos das unidades de produção fotovoltaica otimizadas.

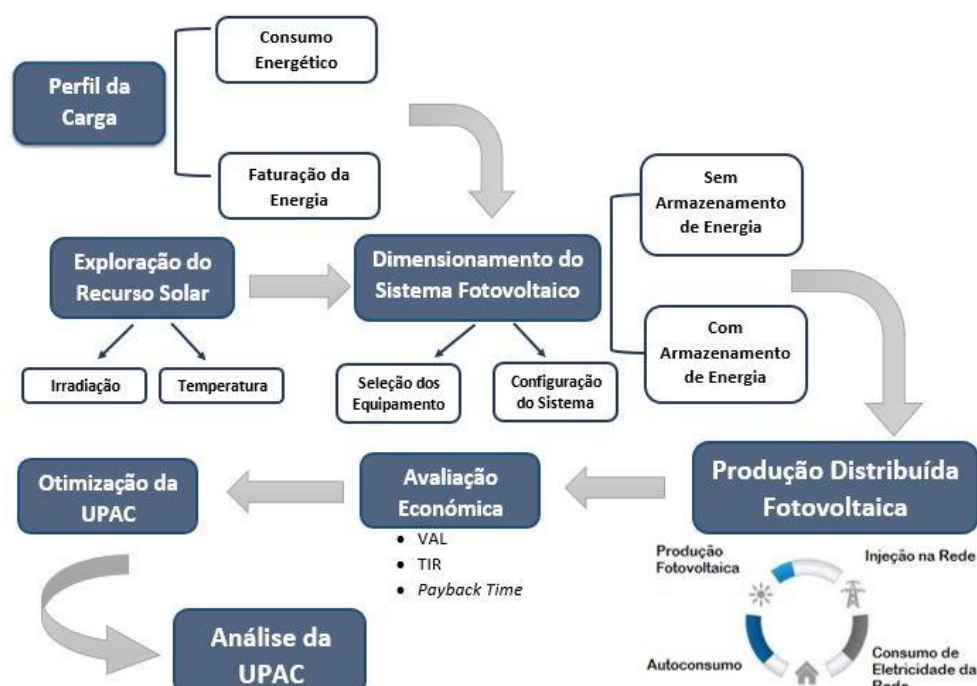


Fig. 42 - Fluxograma representativo da metodologia.

A metodologia praticada incide num período de análise de uma semana para cada mês. Definem-se como semanas típicas as terceiras semanas de cada mês, para as quais se incide a análise detalhada do consumo e da produção das UPAC's. Os cálculos energéticos mensais e anuais são efetuados em função dos resultados obtidos para as semanas típicas. De forma a minimizar o erro associado ao consumo de eletricidade, é realizado um ajuste dos resultados obtidos através da relação entre os valores reais e o consumo elétrico mensal e anual determinado.

#### **4.1 Perfil do consumo de energia**

Nesta fase de projeto procede-se a um tratamento dos dados de consumo de energia elétrica das unidades de produção fotovoltaica, de forma a traçar e analisar o perfil de consumo das mesmas, bem como determinar os respetivos custos associados. Os dados de consumo de energia elétrica em análise englobam um período de um ano, cujo registo foi efetuado em intervalos regulares de 15 minutos. Assumindo o período de registos como um ano típico, traça-se dessa forma o perfil de consumo diário e mensal de energia elétrica das instalações.

Esta secção da metodologia contempla conceitos abrangentes às instalações elétricas e ao sistema elétrico nacional, para uma melhor perceção do seu funcionamento. Com vista à obtenção da faturação da energia elétrica consumida nas instalações, refere-se também o sistema tarifário atual, discriminando-se os fatores que influenciam as tarifas de venda de energia elétrica.

##### **4.1.1 Instalações elétricas**

As instalações elétricas tanto podem ser constituídas através de ligações monofásicas ou trifásicas, de acordo com a carga associada. Os sistemas de energia elétrica atualmente existentes funcionam, praticamente na totalidade, em corrente alternada (AC), cujo sentido varia no tempo. Contudo, existem casos especiais em que se utiliza corrente contínua (DC), nos quais o sentido permanece constante ao longo do tempo. Enquanto a fonte de corrente contínua é constituída pelos polos positivo e negativo, a da corrente alternada é composta por três fases e pelo neutro.

A forma de onda usual em corrente alternada é sinusoidal, por constituir uma transmissão de energia mais eficiente, com uma frequência angular,  $\omega$  [rad/s]:

$$\omega = 2\pi f \quad (4.1)$$

Onde a frequência,  $f$  [Hz], representa a grandeza física que indica o número de ciclos por segundo.

Define-se por valor eficaz de uma função, a capacidade de produção de trabalho efetivo de uma grandeza variável no tempo. Uma vez que um sinal sinusoidal de tensão e corrente alternada está sempre a variar no tempo, o valor eficaz traduz-se numa referência matemática que corresponde a uma tensão ou corrente contínua constante que produz o mesmo efeito de dissipação de potência para uma dada resistência.

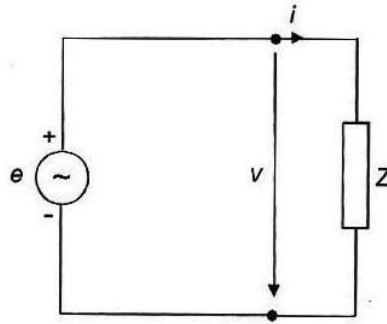


Fig. 43 - Sistema monofásico (Paiva 2011).

Num sistema monofásico de corrente alternada (Fig. 43), os valores instantâneos da tensão e da corrente,  $v$  [V] e  $i$  [A], respetivamente, dependem dos respetivos valores eficazes,  $V$  [V] e  $I$  [A], numa forma de onda sinusoidal:

$$v = \sqrt{2} V \sin \omega t \quad (4.2)$$

$$i = \sqrt{2} I \sin(\omega t - \varphi) \quad (4.3)$$

Onde  $\varphi$  corresponde ao ângulo de defasagem entre a tensão e a corrente e varia entre  $-\pi/2$  e  $+\pi/2$ , correspondendo a uma carga capacitiva pura e a uma carga indutiva pura, respetivamente.

A potência instantânea,  $p$  [W], transferida do gerador para a carga corresponde ao produto entre a tensão e a corrente.

$$\begin{aligned} p &= vi \\ \Leftrightarrow p &= 2VI \sin \omega t \sin(\omega t - \varphi) \\ \Leftrightarrow p &= VI \cos \varphi - VI \cos(2\omega t - \varphi) \end{aligned} \quad (4.4)$$

Estas grandezas elétricas encontram-se representadas na Fig. 44.

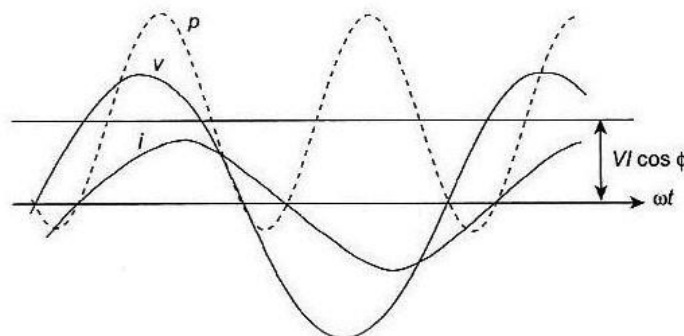


Fig. 44 - Tensão, corrente e potência num sistema monofásico (Paiva 2011).

A potência elétrica divide-se em três componentes: potência ativa,  $P$  [W], potência reativa,  $Q$  [VAr] e a potência aparente,  $S$  [VA].

A potência ativa consiste no valor médio da potência instantânea, correspondendo à potência que é efetivamente transferida para a carga.

A potência reativa é o valor máximo da componente da potência que oscila entre o gerador e a carga, cujo valor médio é nulo, resultante da variação da energia magnética ou elétrica armazenada nos elementos indutivos ou capacitivos, respetivamente, da impedância da carga. Se a potência reativa for positiva, a carga é indutiva, ou seja, absorve potência reativa, se for negativa, trata-se de uma carga capacitiva, que gera potência reativa. Se a potência reativa for nula, trata-se de uma carga resistiva (Paiva 2011).

A potência aparente consiste no produto dos módulos da tensão e da corrente, sendo também o módulo da potência complexa, que por sua vez é definida pelo produto do fasor tensão pelo conjugado do fasor corrente. A potência complexa é uma grandeza complexa cuja parte real é a potência ativa e a parte imaginária é a potência reativa.

A impedância da carga,  $Z$  [ $\Omega$ ], também consiste numa grandeza complexa que se relaciona com a tensão e a corrente através da expressão entre fasores:

$$\bar{V} = \bar{Z}\bar{I} \quad (4.5)$$

Através do auxílio do triângulo de potência (Fig. 45) definem-se então as três componentes da potência elétrica.

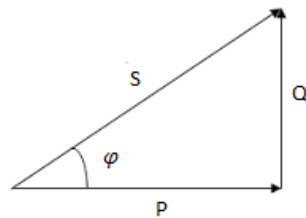


Fig. 45 - Triângulo de potências (CATEDU).

O fator de potência,  $\cos \varphi$ , representa a fração da potência elétrica que é transformada em trabalho. Para um sistema monofásico, as componentes da potência elétrica descrevem-se através das seguintes equações:

$$P = VI \cos \varphi \quad (4.6)$$

$$Q = VI \sin \varphi \quad (4.7)$$

$$S = VI = \sqrt{P^2 + Q^2} \quad (4.8)$$

A potência instantânea monofásica descrita na equação, pode reescrever-se:

$$p = P(1 - \cos \omega t) - Q \sin 2\omega t \quad (4.9)$$

Um sistema trifásico, pode ser entendido como um conjunto de três fontes monofásicas, produzindo três forças eletromotrizes, iguais em módulo e desfasadas em  $\pm 2\pi/3$  ( $\pm 120^\circ$ ), sendo as três fases designadas por  $a$ ,  $b$  e  $c$ , e o neutro é indicado por  $N$  (Fig. 46).

Existem dois métodos comuns de interligar as fases num sistema trifásico, as ligações em estrela e as ligações em triângulo. Na ligação em estrela a tensão aplicada a cada impedância da carga é a tensão fase-neutro. Na ligação em triângulo, a impedância da carga está sujeita à tensão entre fases.

Cada uma das impedâncias é designada por fase da carga, que se forem iguais trata-se de um sistema equilibrado, caso contrário o sistema é desequilibrado. Referem-se neste segmento os sistemas trifásicos equilibrados.

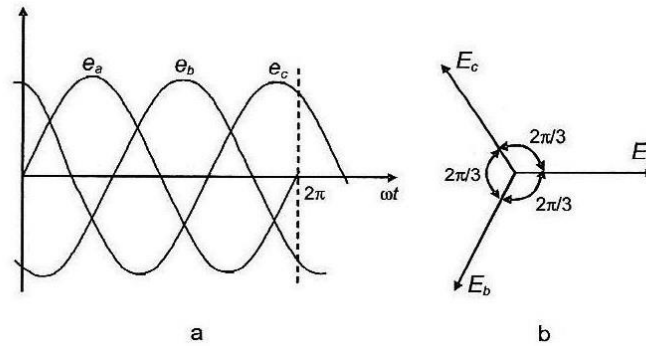


Fig. 46 - Forças eletromotrizs de um sistema trifásico: (a) variação no tempo (b) diagrama de fasores (Paiva 2011).

As tensões alternadas sinusoidais descrevem-se:

$$v_a = \sqrt{2} V \sin \omega t \quad (4.10)$$

$$v_b = \sqrt{2} V \sin(\omega t - 2\pi/3) \quad (4.11)$$

$$v_c = \sqrt{2} V \sin(\omega t + 2\pi/3) \quad (4.12)$$

As correntes nas três fases são:

$$i_a = \sqrt{2} V \sin(\omega t - \varphi) \quad (4.13)$$

$$i_b = \sqrt{2} V \sin(\omega t - 2\pi/3 - \varphi) \quad (4.14)$$

$$i_c = \sqrt{2} V \sin(\omega t + 2\pi/3 - \varphi) \quad (4.15)$$

Na ligação em estrela, cada fase da carga é ligada a cada fase da fonte, conforme representado na Fig. 47.

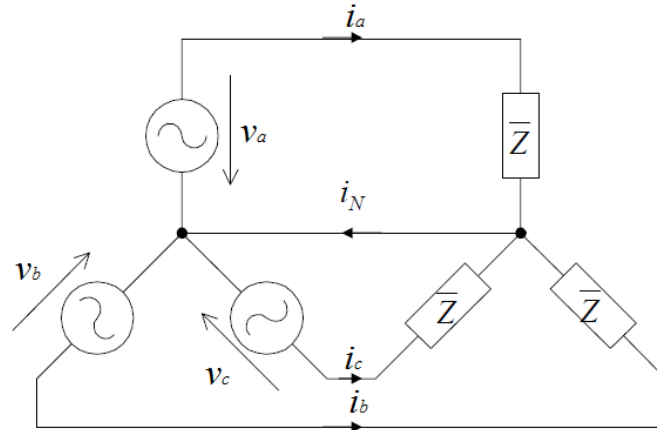


Fig. 47 - Sistema trifásico ligado em estrela (Resende &amp; Labrique).

Neste tipo de ligação, a tensão em cada fase da carga encontra-se ligada à tensão em cada fase do gerador, designando-se por tensões simples ou fase-neutro. As tensões entre os terminais do gerador, são denominadas por tensões entre fases ou tensões compostas, cujos fasores se representam na Fig. 48

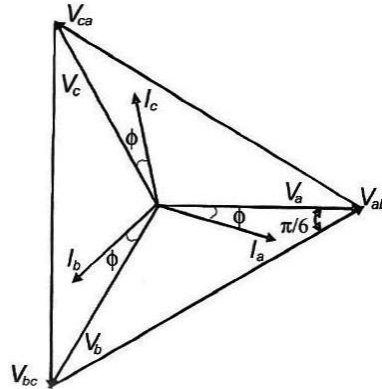


Fig. 48 - Fasores de tensão simples e composta num sistema trifásico simétrico (Paiva 2011).

$$\bar{V}_{ab} = \bar{V}_a - \bar{V}_b \quad (4.16)$$

$$\bar{V}_{bc} = \bar{V}_b - \bar{V}_c \quad (4.17)$$

$$\bar{V}_{ca} = \bar{V}_c - \bar{V}_a \quad (4.18)$$

O valor eficaz das tensões compostas representa a tensão na linha:

$$V_L = V_{ab} = V_{bc} = V_{ca} = \sqrt{3}V \quad (4.19)$$

Num sistema equilibrado, a corrente no condutor neutro que corresponde à soma das correntes nas três fases é nulo. A corrente na linha de transmissão é igual à corrente nas fases da carga.

$$I_L = I \quad (4.20)$$



Na ligação em triângulo, as três cargas monofásicas ligam-se entre si. Para alimentar esta carga, liga-se cada um dos condutores da fonte de tensão trifásica aos vértices do triângulo formado pela carga, conforme representado na Fig. 49. Neste tipo de ligação o condutor neutro permanece desligado.

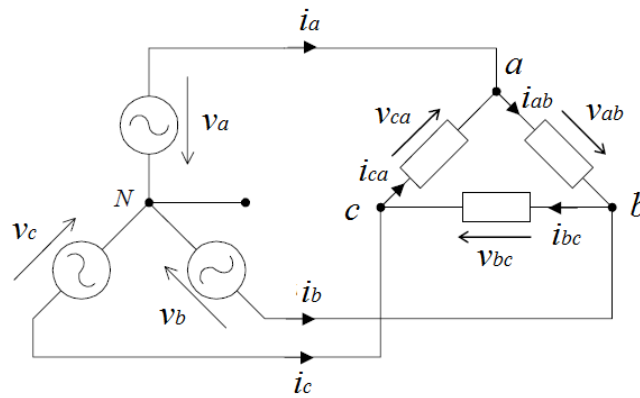


Fig. 49 - Sistema trifásico ligado em triângulo (Resende & Labrique).

Neste tipo de ligação,  $V_{ab}$ ,  $V_{bc}$  e  $V_{ca}$  correspondem às tensões de fase da carga, pelo que o valor eficaz da tensão de linha:

$$U_L = U \quad (4.21)$$

Por sua vez, as correntes de fase na carga são diferentes das correntes de linha e podem ser calculadas por:

$$\bar{I}_{ab} = \bar{I}_a - \bar{I}_b \quad (4.22)$$

$$\bar{I}_{bc} = \bar{I}_b - \bar{I}_c \quad (4.23)$$

$$\bar{I}_{ca} = \bar{I}_c - \bar{I}_a \quad (4.24)$$

A relação entre os módulos da linha e da fase pode ser determinada da mesma forma que as tensões de linha e de fase na ligação estrela, obtendo-se:

$$I_L = \sqrt{3}I \quad (4.25)$$

Num sistema trifásico, a potência instantânea transferida do gerador para a carga é igual ao triplo da potência ativa por fase:

$$\begin{aligned} p &= v_a i_a + v_b i_b + v_c i_c \\ \Leftrightarrow p &= 3VI \cos \varphi \end{aligned} \quad (4.26)$$

A componentes da potência elétrica regem-se pelas seguintes equações:

$$P = \sqrt{3} V_L I_L \cos \varphi \quad (4.28)$$

$$Q = \sqrt{3} V_L I_L \sin \varphi \quad (4.29)$$

$$S = \sqrt{3} V_L I_L = \sqrt{P^2 + Q^2} \quad (4.30)$$

#### 4.1.2 Sistema elétrico nacional

As redes elétricas têm o objetivo de assegurar a transmissão de energia desde as instalações de produção até aos consumidores finais. A energia elétrica é produzida, transportada e distribuída em sistemas elétricos trifásicos com corrente alternada, com exceção nos troços finais em baixa tensão, que se podem tratar de sistemas monofásicos ou trifásicos.

A energia elétrica é maioritariamente produzida em centrais elétricas de grande potência, térmicas ou hídricas. A energia produzida é entregue à rede de transporte, constituída por linhas de muito alta tensão. Através dos transformadores, a energia passa para as redes de distribuição em alta, média e baixa tensão, as quais conduzem até aos consumidores. As instalações de produção de baixa potência de natureza descentralizada ou local, tais como a mini-hídrica, eólica, solar fotovoltaica e cogeração, ligam-se diretamente às redes de distribuição.

A gestão global do sistema de energia elétrica é assegurada pelos sofisticados sistemas de supervisão controlo e proteção em tempo real, uma vez que a produção em cada instante tem de igualar o consumo, tendo em consideração as perdas associadas, garantindo uma frequência constante e uma a tensão delimitada. A tensão nominal é a grandeza que determina a capacidade de transporte e fixa as dimensões das linhas e da aparelhagem das subestações, que englobam sistemas de equipamentos auxiliares que efetuam a ligação entre diferentes níveis de tensão (Paiva 2011).

Os níveis de tensão de ligação à rede elétrica encontram-se caracterizados na Tabela 6, sendo divididos em baixa tensão (BT), que engloba a baixa tensão normal (BTN) e a baixa tensão especial (BTE), a média tensão (MT), a alta tensão (AT) e a muito alta tensão (MAT) (EDP 2011).

Na Europa, a frequência é de 50 Hz e os valores típicos de funcionamento da carga em baixa tensão são de 400/230 V para a tensão composta e entre fases.

Tabela 6 - Caracterização dos níveis de tensão.

Baixa Tensão		Média Tensão	Alta Tensão	Muito Alta Tensão
<b>BTN</b>	<b>BTE</b>	<b>MT</b>	<b>AT</b>	<b>MAT</b>
BT ≤ 1 kV		1 kV < MT ≤ 45 kV	45 kV < AT ≤ 110 kV	MAT > 110 kV
P ≤ 41,4 kVA	P > 41,4 kVA	P ≤ 10 MVA	P > 10 MVA	

Um sistema de energia elétrica fornece energia aos consumidores que a utilizam, assegurando o nível de potência que estes requerem para alimentar o conjunto de equipamentos ligados, o qual se designa pela carga do sistema. A energia e a potência são contabilizadas separadamente na fatura de eletricidade, uma vez que os custos associados são diferentes.

Na estrutura do SEN, as atividades de produção e comercialização são exercidas em regime de livre concorrência, mediante a atribuição de licença, e as atividades de transporte e distribuição são exercidas mediante a atribuição de concessões de serviço público. A organização do SEN encontra-se esquematizada na Fig. 50.

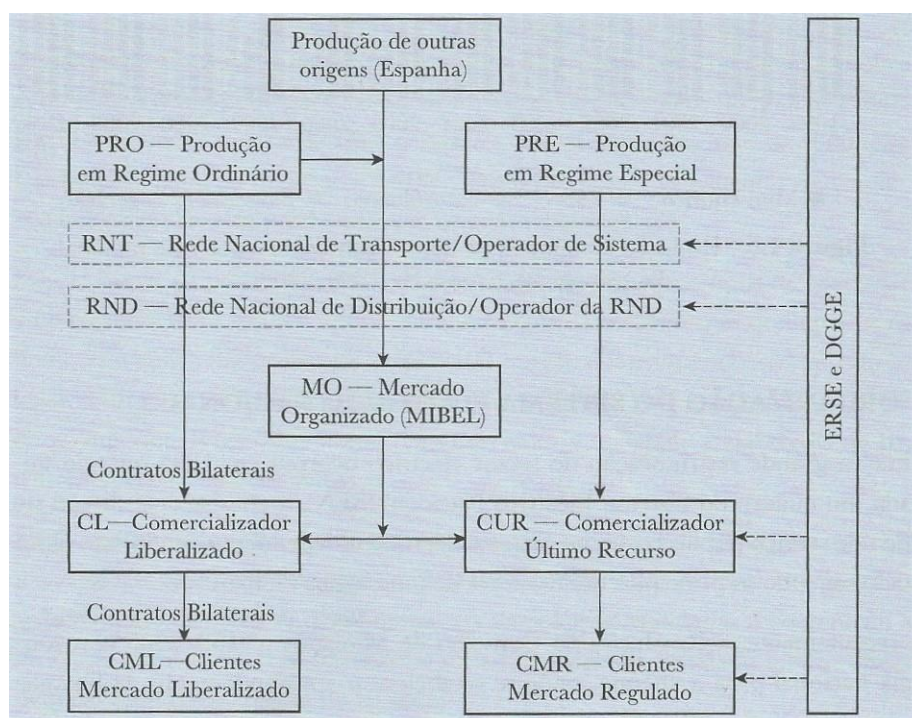


Fig. 50 - Esquema simplificado da organização do SEN (Castro 2012).

A produção de eletricidade é classificada segundo a Produção em Regime Ordinário (PRO), relativa à produção com base em fontes convencionais e não renováveis e em centros hidroelétricos de grandes potências, e a Produção em Regime Especial (PRE), que abrange a cogeração e a produção proveniente de fontes renováveis. Ao exercício desta atividade está subjacente a garantia do abastecimento, no âmbito do funcionamento do mercado liberalizado.

Os produtores em regime ordinário podem vender a eletricidade através da celebração de contratos bilaterais com clientes finais e com comercializadores de eletricidade, ou através da participação nos mercados organizados, designadamente o Mercado Ibérico de Eletricidade (MIBEL). Os produtores em regime especial gozam do direito de vender a eletricidade ao comercializador de último recurso (CUR), comercializador regulado que assegura a todos os consumidores o fornecimento de eletricidade.

A atividade de transporte de eletricidade é exercida mediante a exploração da Rede Nacional de Transporte (RNT), a que corresponde uma única concessão exercida em exclusivo e em regime de serviço público, a REN. A exploração da RNT integra a função de gestão técnica global do sistema, assegurando a coordenação sistémica das instalações de produção e de distribuição, garantindo a continuidade e a segurança do fornecimento e o funcionamento integrado e eficiente do sistema. A concessionária da RNT é o operador de sistema de transporte (TSO) e relaciona-se comercialmente com os utilizadores das respetivas redes, tendo direito a receber uma retribuição por aplicação de tarifas reguladas, pela utilização das mesmas e pela prestação dos serviços inerentes.

A distribuição de eletricidade processa-se através da exploração da Rede Nacional de Distribuição (RND), a que corresponde a uma única concessão exercida em exclusivo e em regime de serviço público, a EDP Distribuição. As principais competências consistem em assegurar a exploração e manutenção da rede de distribuição em condições de segurança, fiabilidade e qualidade de serviço, bem como a gestão dos fluxos de eletricidade na rede. A concessionária da RND também se relaciona comercialmente com os utilizadores das respetivas redes, tendo o direito a receber uma retribuição por aplicação de tarifas reguladas.

As atividades de transporte, distribuição, comercialização de eletricidade de último recurso e de operação logística de mudança de comercializador estão sujeitas a regulação, exercidas pela Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos (ERSE). A segurança do abastecimento é garantida pelo DGEG (Castro 2012).

### 4.1.3 Sistema tarifário

Após a definição da ENE 2020, realçou-se a importância da promoção da concorrência no mercado elétrico através da consolidação da MIBEL, enquanto fator determinante para o aumento da economia nacional na área de energia. Demarcou-se, desta forma, a extinção do mercado regulado de energia. A liberalização do mercado elétrico assume-se num processo progressivo de eliminação das tarifas reguladas, numa estratégia para a redução de custos da energia e do aumento da competitividade da economia nacional. A dinamização da concorrência do mercado visa o benefício da atividade económica e dos consumidores domésticos e industriais, tornando-o mais aberto e competitivo.

O sistema tarifário é regulado e aprovado pela Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos (ERSE), mediante as fundações decretadas pelo Governo. De acordo com a **portaria nº 97/2015**, a obrigatoriedade de fornecimento de eletricidade, pelo comercializador de último recurso, a clientes finais que não exerçam o direito de mudança para um comercializador de mercado livre é fixada em 31 de dezembro de 2017. Posto isto, estão atualmente em vigor as tarifas transitórias de venda a clientes finais.

As tarifas transitórias de venda a clientes finais aplicadas pelo comercializador de último recurso são calculadas, a partir das tarifas por atividade regulada incluídas no acesso às redes, adicionadas das tarifas reguladas de energia e de comercialização, conforme representado no fluxograma da Fig. 51.

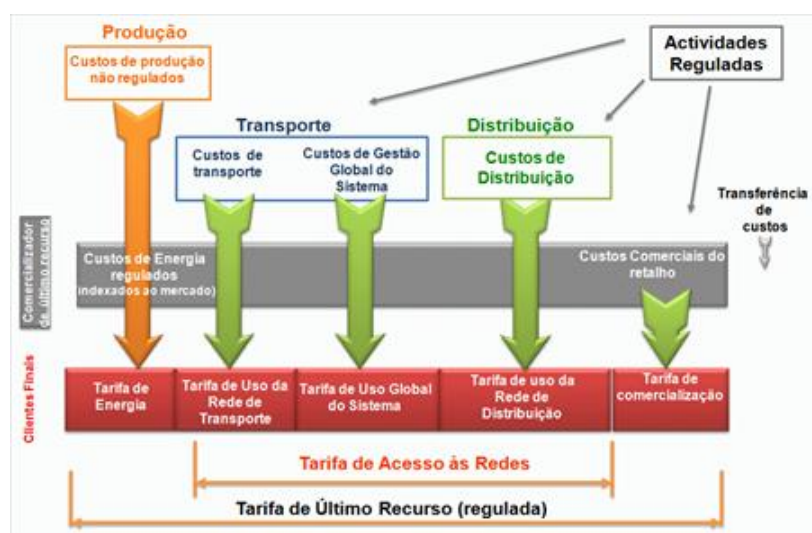


Fig. 51 - Representação esquemática da tarifa de venda a clientes finais (ERSE).

As tarifas transitórias de venda a clientes finais em Portugal Continental em 2015 são estabelecidas na **diretiva nº 15/2014** pela ERSE, consoante o nível de tensão e a potência contratada das respetivas instalações. As tarifas são ainda discriminadas consoante o período horário de consumo da energia elétrica.

Os períodos horários de entrega de energia elétrica a clientes finais são diferenciados em ciclo semanal e ciclo diário, conforme indicado nas Fig. 52, Fig. 53 e Fig. 54, respetivamente.

O período horário de vazio aplicável nas tarifas com dois e três períodos horários engloba os períodos horários de vazio normal e de super vazio. O período horário de fora de vazio aplicável nas tarifas com dois períodos horários engloba os períodos horários de ponta e cheias.

Ciclo semanal para todos os fornecimentos em Portugal Continental			
Período de hora legal de Inverno		Período de hora legal de Verão	
De segunda-feira a sexta-feira		De segunda-feira a sexta-feira	
Ponta:	09.30/12.00 h 18.30/21.00 h	Ponta:	09.15/12.15 h
Cheias:	07.00/09.30 h 12.00/18.30 h 21.00/24.00 h	Cheias:	07.00/09.15 h 12.15/24.00 h
Vazio normal:	00.00/02.00 h 06.00/07.00 h	Vazio normal:	00.00/02.00 h 06.00/07.00 h
Super vazio:	02.00/06.00 h	Super vazio:	02.00/06.00 h
Sábado		Sábado	
Cheias:	09.30/13.00 h 18.30/22.00 h	Cheias:	09.00/14.00 h 20.00/22.00 h
Vazio normal:	00.00/02.00 h 06.00/09.30 h 13.00/18.30 h 22.00/24.00 h	Vazio normal:	00.00/02.00 h 06.00/09.00 h 14.00/20.00 h 22.00/24.00 h
Super vazio:	02.00/06.00 h	Super vazio:	02.00/06.00 h
Domingo		Domingo	
Vazio normal:	00.00/02.00 h 06.00/24.00 h	Vazio normal:	00.00/02.00 h 06.00/24.00 h
Super vazio:	02.00/06.00 h	Super vazio:	02.00/06.00 h

Fig. 52 – Período horário em ciclo semanal para todos os fornecimentos em Portugal Continental (ERSE).

Ciclo semanal opcional para MAT, AT e MT em Portugal Continental			
Período de hora legal de Inverno		Período de hora legal de Verão	
De segunda-feira a sexta-feira		De segunda-feira a sexta-feira	
Ponta:	17.00/22.00 h	Ponta:	14.00/17.00 h
Cheias:	00.00/00.30 h 07.30/17.00 h 22.00/24.00 h	Cheias:	00.00/00.30 h 07.30/14.00 h 17.00/24.00 h
Vazio normal:	00.30/02.00 h 06.00/07.30 h	Vazio normal:	00.30/02.00 h 06.00/07.30 h
Super vazio:	02.00/06.00 h	Super vazio:	02.00/06.00 h
Sábado		Sábado	
Cheias:	10.30/12.30 h 17.30/22.30 h	Cheias:	10.00/13.30 h 19.30/23.00 h
Vazio normal:	00.00/03.00 h 07.00/10.30 h 12.30/17.30 h 22.30/24.00 h	Vazio normal:	00.00/03.30 h 07.30/10.00 h 13.30/19.30 h 23.00/24.00 h
Super vazio:	03.00/07.00 h	Super vazio:	03.30/07.30 h
Domingo		Domingo	
Vazio normal:	00.00/04.00 h 08.00/24.00 h	Vazio normal:	00.00/04.00 h 08.00/24.00 h
Super vazio:	04.00/08.00 h	Super vazio:	04.00/08.00 h

Fig. 53 - Período horário em ciclo semanal para MAT, AT e MT em Portugal Continental (ERSE).

Ciclo diário para BTE e BTN em Portugal Continental			
Período de hora legal de Inverno		Período de hora legal de Verão	
Ponta:	09.00/10.30 h 18.00/20.30 h	Ponta:	10.30/13.00 h 19.30/21.00 h
Cheias:	08.00/09.00 h 10.30/18.00 h 20.30/22.00 h	Cheias:	08.00/10.30 h 13.00/19.30 h 21.00/22.00 h
Vazio normal:	06.00/08.00 h 22.00/02.00 h	Vazio normal:	06.00/08.00 h 22.00/02.00 h
Super vazio:	02.00/06.00 h	Super vazio:	02.00/06.00 h

Fig. 54 – Período horário em ciclo diário para BT em Portugal Continental (ERSE).



Para cada nível de tensão existem escalões de potências contratáveis normalizadas, com exceção em BTE em que pode ser contratada qualquer valor de potência, acima dos 41,4 kW.

Mediante o nível de tensão e potência contratada de cada instalação, a faturação da energia elétrica obtém-se com a aplicação as tarifas transitórias de venda a clientes finais ao consumo registado para cada período horário.

## 4.2 Exploração do recurso solar

Os dados das localizações são fornecidos pela ferramenta *Photovoltaic Geographical Information System (PVGIS)*, disponível *online*, que consiste num sistema de informação geográfica com uma base de dados relativa ao recurso de energia solar para avaliação da produção de eletricidade a partir de sistemas fotovoltaicos situados na Europa, África e Sudoeste da Ásia.

A base de dados do *PVGIS* disponibiliza a variação diária e a média mensal da radiação solar incidente numa superfície e da temperatura ambiente de um determinado local. Através desta ferramenta consegue-se extrair a irradiação global mensal e a temperatura ambiente média para a localização pretendida (Fig. 55), bem como a variação da irradiância média diária para cada mês (Fig. 56), segundo um determinado azimuth e ângulo de inclinação dos módulos fotovoltaicos.

O *PVGIS* demarca ainda qual o ângulo ótimo de inclinação ( $\beta$ ) de um determinado local, para uma maximização da energia solar produzida anual. A orientação Sul é a pretendida para a exploração do recurso solar das instalações, o que equivale a um azimuth do painel,  $\Psi_p = 0^\circ$ .

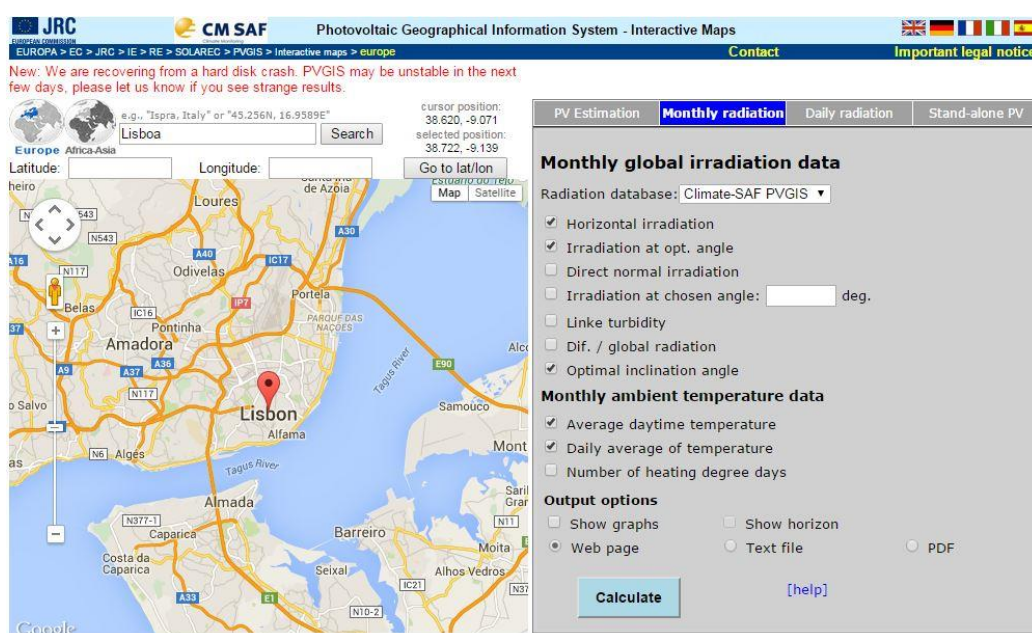


Fig. 55 – Menu da ferramenta PVGIS para o cálculo da irradiação global e temperatura mensais (IET).

Os dados extraídos da irradiação global mensal e temperatura ambiente permitem a uma visualização geral das características dos locais. Para questões do dimensionamento das unidades produtoras utilizam-se os dados relativos à insolação, isto é, à variação da irradiância diária para cada mês do ano. Os dados da insolação devolvidos pela ferramenta *PVGIS* vêm em forma de tabela, uma para cada mês do ano, com a variação média diária da irradiância em intervalos regulares de 15 minutos.

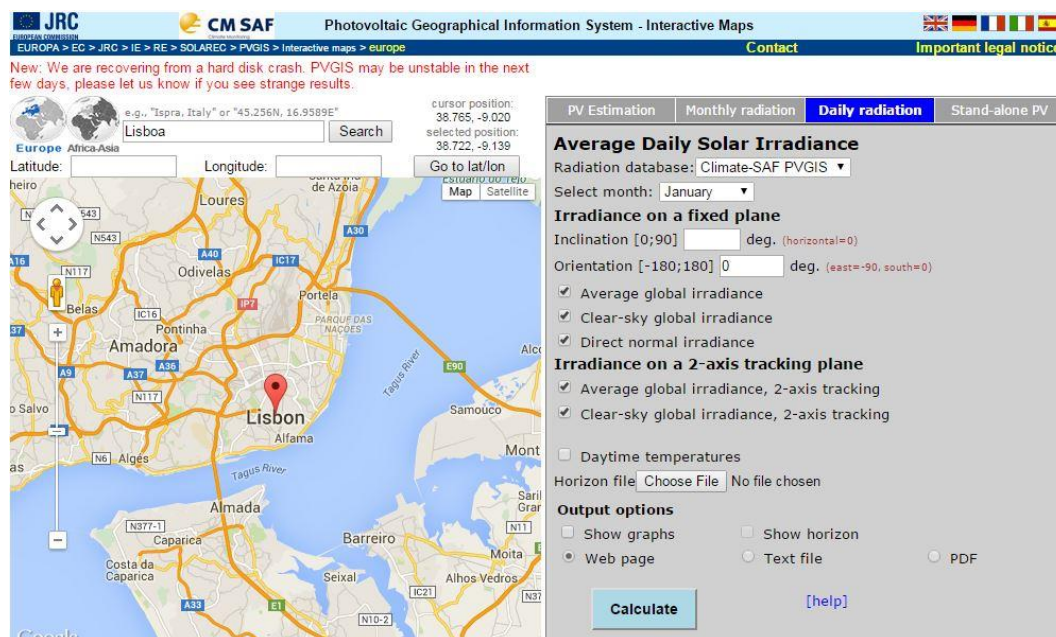


Fig. 56 – Menu da ferramenta PVGIS para o cálculo da irradiância média diária (IET)

Após a importação dos resultados devolvidos pela ferramenta *PVGIS*, é efetuada uma interpolação dos dados da variação da irradiância e temperatura ambiente diárias, de forma a ajustar o desfasamento do período horário entre os dados extraídos do *PVGIS* com os de consumo de energia elétrica das respetivas instalações. Os valores importados pela ferramenta *PVGIS* distam 7 minutos do valor anterior a analisar e 8 minutos ao valor posterior a analisar. Com essa consideração, a interpolação é feita com base no seguinte método:

$$V_x = \frac{(7 \times V_{x-1}) + (8 \times V_{x+1})}{15} \quad (4.31)$$

Onde  $V_x$  [W/m<sup>2</sup>] corresponde ao valor da irradiância ou da temperatura no instante  $x$ , para o qual está a ser efetuada a interpolação,  $V_{x-1}$  [W/m<sup>2</sup>] e  $V_{x+1}$  [W/m<sup>2</sup>] correspondem ao respetivo valor anterior e posterior, respetivamente.

Depois de se ajustarem todos os dados de acordo com o período horário dos dados do consumo de energia elétrica, obtém-se a variação da irradiação solar incidente,  $E_s$  [Wh/m<sup>2</sup>], que para intervalos regulares de 15 minutos, corresponde à irradiância multiplicada por 0,25 h.

### 4.3 Dimensionamento do sistema fotovoltaico

Esta secção define os critérios de seleção e configuração dos equipamentos que integram o sistema fotovoltaico, abordados anteriormente na secção 2.4.3, com vista ao dimensionamento do mesmo como unidade de produção para autoconsumo. Para cada caso de estudo são dimensionados dois tipos sistemas fotovoltaicos, com e sem capacidade de armazenamento de energia.

O objetivo da inclusão da capacidade de armazenamento de energia no sistema fotovoltaico para autoconsumo consiste na redução do consumo de eletricidade da rede elétrica, aproveitando o excedente da produção fotovoltaica. Esta opção visa maximizar a vertente de autoconsumo da produção fotovoltaica. Desta forma, vai-se também reduzir a injeção de eletricidade na rede, sendo interessante a comparação do sistema fotovoltaico com e sem armazenamento de energia, do ponto de vista da análise do novo regime de produção distribuída.

O dimensionamento do sistema fotovoltaico é efetuado para diferentes potências, como intuito de se selecionar a opção de projeto otimizada. A definição das potências atribuídas ao sistema de produção é efetuada mediante uma análise de sensibilidade, de forma a privilegiar o autoconsumo. Para a vertente

com armazenamento de energia optam-se por intervalos de potência maiores, uma vez que se aumenta a carga do sistema com a integração de um banco de baterias. O dimensionamento do sistema fotovoltaico com armazenamento de energia é concebido de forma a equiparar os valores médios diários da produção de eletricidade excedente com o consumo energético proveniente da rede elétrica. A capacidade do banco de baterias é projetada de acordo com as necessidades de consumo energético excedente.

O projeto de um sistema fotovoltaico sem armazenamento de energia engloba o dimensionamento do painel fotovoltaico, do(s) inversor(es) e da cablagem. Por sua vez, o projeto de um sistema fotovoltaico com a componente de armazenamento de energia acresce o dimensionamento da(s) bateria(s) e de um regulador de carga.

#### 4.3.1 Painel Fotovoltaico

Começa-se por selecionar-se o modelo e a quantidade dos módulos fotovoltaicos, cuja escolha é influenciada sobretudo pela relação custo/benefício das unidades de produção de energia elétrica. Esta etapa determina a potência total do sistema fotovoltaico, sendo delimitadas várias opções para análise, com vista à otimização as unidades de produção.

As especificações técnicas dos módulos fotovoltaicos, disponibilizadas nos catálogos dos fabricantes, determinam as etapas seguintes conducentes ao dimensionamento do sistema, uma vez que os restantes equipamentos têm de ser compatíveis com as características elétricas do painel fotovoltaico. A eficiência do módulo fotovoltaico ( $\eta_{PV}$ ) é calculada através da expressão (2.14).

Através das características térmicas do painel, consegue-se determinar a temperatura das células fotovoltaicas, aplicando a equação (2.32).

Uma vez que as especificações técnicas dos módulos fotovoltaicos disponibilizadas pelos fabricantes são referentes às condições STC, surge a necessidade de ajustar as mesmas segundo as condições climáticas dos locais. Este ajuste é realizado através da aplicação do modelo matemático dos cinco parâmetros, tendo em conta a influência da irradiância e da temperatura ambiente.

O dimensionamento da unidade de produção fotovoltaica é efetuado de acordo com os valores nominais registados da irradiância incidente da temperatura ambiente do local, acrescidos de um fator de segurança de 20%, de forma a garantir a funcionalidade do sistema em condições extremas.

#### 4.3.2 Inversores

As especificações técnicas dos inversores fornecem informação relevante para o dimensionamento e instalação dos sistemas fotovoltaicos. Os inversores são fabricados para vários níveis de potência, sendo definido o seguinte intervalo entre a potência nominal do painel fotovoltaico e do inversor (Carneiro 2009):

$$0,7 \times P_{max,PV} < P_{max,INV(DC)} < 1,2 \times P_{max,PV} \quad (4.32)$$

Onde  $P_{max,PV}$  [W<sub>p</sub>] representa a potência máxima (nominal) do painel fotovoltaico e  $P_{max,INV(DC)}$  [W] a potência DC máxima (nominal) do inversor.

A potência nominal DC obtém-se através da relação com a potência nominal AC,  $P_{max,INV(AC)}$  [W], e a respetiva eficiência do inversor ( $\eta_{INV}$ ), fornecidos pelos fabricantes nos documentos técnicos, através da seguinte relação:



$$P_{max,INV(DC)} = \frac{P_{max,INV(AC)}}{\eta_{INV}} \quad (4.33)$$

Uma vez que a eficiência do inversor varia com o regime de carga do sistema, considera-se a designada eficiência europeia, fornecida pelos fabricantes que constitui uma média da eficiência do funcionamento do inversor, tendo em consideração o clima Europeu.

#### Determinação do número de módulos fotovoltaicos por fileira

O valor da tensão de trabalho do inversor resulta do somatório das tensões individuais dos módulos ligados em série numa fileira, conforme a equação (2.50). Assim sendo, a tensão de funcionamento do painel fotovoltaico deve ser menor que a tensão DC máxima admissível pelo inversor e maior que a tensão DC mínima.

Uma vez que a tensão de funcionamento do painel fotovoltaico depende da temperatura, conforme é representado na Fig. 19 (b), é necessário ter em conta desvios extremos em relação à temperatura STC (25°C), com vista a garantir condições de segurança das instalações elétricas. Assumem-se os limites absolutos da temperatura ambiente de -10°C (temperatura mínima) e 70°C (temperatura máxima).

Desta forma, a tensão de funcionamento do painel segundo os limites absolutos da temperatura ambiente e a gama de variação da tensão de entrada no inversor determinam o número de módulos fotovoltaicos ligados em série, ou seja, o número de módulos por fileira.

Dado que a tensão decresce com o aumento da temperatura, o número de módulos ligados em série ( $N_S$ ) tem, portanto, de compreender o seguinte intervalo:

$$\frac{V_{min,INV}}{V_{OC,PV(70^\circ C)}} < N_S < \frac{V_{max,INV}}{V_{OC,PV(-10^\circ C)}} \quad (4.34)$$

Onde  $V_{min,INV}$  [V] e  $V_{max,INV}$  [V] correspondem à tensão mínima e máxima de entrada do inversor e  $V_{OC,PV(-10^\circ C)}$  [V] e  $V_{OC,PV(70^\circ C)}$  [V] consistem nas tensões em circuito aberto do painel fotovoltaico para as temperaturas ambiente de -10°C e 70°C, respetivamente.

#### Determinação do número de fileiras em paralelo

A corrente gerada pelo painel resulta do somatório da corrente que atravessa cada fileira de módulos, conforme a equação (2.51). Sob pena de danificação do inversor, a intensidade de corrente que o painel fotovoltaico gerar não deve exceder a corrente máxima suportada pelo inversor. Desta forma, o número de módulos ligados em paralelo ( $N_P$ ) não deve ser superior ao quociente entre ao valor da corrente máxima de entrada do inversor,  $I_{max,INV(DC)}$  [A], e a corrente que atravessa cada fileira de módulos,  $I_{n,max}$  [A]:

$$N_P \leq \frac{I_{max,INV(DC)}}{I_{n,max}} \quad (4.35)$$

Note-se que a corrente que atravessa cada fileira de módulos é a mesma corrente gerada por um módulo fotovoltaico, visto que a mesma não sofre alterações em ligações em série, conforme a equação (2.47).

#### Número total de módulos fotovoltaicos

O sistema fotovoltaico é constituído por um conjunto de  $N_S$  módulos ligados em série e por  $N_P$  fileiras de módulos ligados em paralelo, sendo o número total de módulos fotovoltaicos ( $N$ ):

$$N = N_S \times N_P \quad (4.36)$$

No caso de o inversor ser subdimensionado, deverá ser analisado o seu modo de operação perante a ocorrência de eventuais sobrecargas, de forma a garantir as condições mínimas de segurança. Por norma, em situações de sobrecargas ligeiras, os inversores têm a capacidade de variar o ponto de operação ou limitar a potência de entrada. Em situações de sobrecargas elevadas, os inversores têm a capacidade de corte do painel fotovoltaico. No entanto, é de frisar que em momento algum poderá ser ultrapassada a tensão máxima de entrada do inversor (GREENPRO 2004).

### 4.3.3 Cablagem

No dimensionamento da cablagem, projeta-se o comprimento necessário de cada cabo, de forma a se calcular a secção transversal mínima exigida pelas instalações elétricas, segundos as equações (2.53) e (2.56), dependendo de se tratar de uma instalação monofásica ou trifásica.

Os resultados obtidos são ajustados através de uma análise de sensibilidade, de acordo com as secções nominais dos cabos normalizados (1,5 mm<sup>2</sup>; 2,5 mm<sup>2</sup>; 4,0 mm<sup>2</sup>; 6 mm<sup>2</sup>; 10 mm<sup>2</sup>; 16 mm<sup>2</sup>; 25 mm<sup>2</sup>; 35 mm<sup>2</sup>).

De seguida calculam-se as perdas associadas às linhas dos cabos, através das equações (2.55) e (2.57), conforme o tipo de instalação elétrica e de acordo com as secções transversais mínimas normalizadas. O número de cabos necessários depende da configuração do sistema fotovoltaico.

O dimensionamento da cablagem, através da atribuição das secções transversais e do cálculo das perdas nas linhas, é concretizado para cada tipo de cabo do sistema fotovoltaico. As perdas totais associadas à cablagem são constituídas pela soma das perdas em cada linha.

Sabendo as perdas associadas à transmissão de energia nas linhas, obtém-se a eficiência do sistema de cablagem,  $\eta_{CAB}$ , através da expressão:

$$\eta_{CAB} = 1 - \left( \frac{P_L}{P_{max,PV}} \right) \quad (4.37)$$

Por fim procede-se à otimização da secção transversal dos cabos, de forma a reduzir as perdas nas linhas e aumentar a eficiência do sistema de cablagem.

### 4.3.4 Baterias e regulador de carga

A incorporação de baterias e de um regulador de carga no sistema fotovoltaico, vai acrescentar a capacidade de armazenamento de energia das unidades produtoras para autoconsumo.

Nos sistemas fotovoltaicos com armazenamento de energia, a tensão nos terminais do painel fotovoltaico deverá ser compatível com a tensão nominal das baterias. A tensão do painel fotovoltaico deve ser superior à tensão das baterias, de tal forma que a tensão no ponto de potência máxima, para temperaturas maiores, seja suficientemente elevada de forma a que possibilite o carregamento das baterias. Para temperaturas baixas, a tensão no ponto de potência máxima pode superar o limite máximo de tensão de carga das baterias. Desta forma, o regulador de carga mede a tensão da bateria, garantindo a proteção contra a possibilidade de descargas.

Opta-se pela instalação de um regulador de carga MPP, que privilegia a potência máxima disponível do painel fotovoltaico e ajusta o sinal de saída em função da carga da bateria. O regulador de carga é selecionado mediante as características elétricas do painel fotovoltaico e do banco de baterias, de forma a assegurar compatibilidade com o sistema.

Uma vez que a tensão do sistema fotovoltaico deve ser sempre superior à das baterias, e pretende-se que o sistema opera no ponto de potência máxima, o número de módulos fotovoltaicos por fileira também é condicionado pela tensão de funcionamento das baterias,  $V_{DC}$  [V], através da seguinte expressão:

$$N_S > \frac{V_{DC}}{V_{MPP}} \quad (4.38)$$

O dimensionamento das baterias é feito tendo em consideração uma análise prévia do consumo médio diário de eletricidade proveniente da rede elétrica. A capacidade mínima do banco de baterias,  $C$  [Ah], é determinada de acordo com necessidades energéticas de armazenamento,  $E_{armazenamento}$  [Wh], que por sua vez se definem de forma distinta mediante as unidades de instalação em questão.

$$C = \frac{E_{armazenamento}}{V_{DC} \times DOD \times \eta_{armazenamento}} \quad (4.39)$$

Onde:

$V_{DC}$  [V] – tensão de funcionamento do sistema;

$DOD$  [%] – profundidade de descarga delimitada

$\eta_{armazenamento}$  – eficiência do sistema de armazenamento, que engloba os equipamentos desde a bateria até à carga, ou seja, bateria ( $\eta_{BAT}$ ), inversor ( $\eta_{INV}$ ) e cablagem ( $\eta_{CAB}$ ).

$$\eta_{armazenamento} = \eta_{BAT} \times \eta_{INV} \times \eta_{CAB} \quad (4.40)$$

A associação de baterias necessárias pode ser feita em série e/ou em paralelo, constituindo desta forma um banco de baterias, cujos valores da tensão, corrente e potência são afetados da mesma forma que nas associações entre os módulos fotovoltaicos.

A tensão de funcionamento é tipicamente um múltiplo de 12 V, que corresponde à tensão de trabalho de uma bateria. Tendo em conta as perdas por efeito de Joule, tensões maiores implicam correntes mais baixas e, conseqüentemente, menos perdas nos cabos. Cabos com resistências mais pequenas (com maior secção transversal) também reduzem as perdas, contudo implicam mais custos.

Após a seleção e configuração do banco de baterias, a energia útil de armazenamento,  $E_{\text{útil}}$  [Wh] obtém-se a partir da equação (4.39):

$$E_{\text{útil}} = C_n \times V_{DC} \times DOD \times \eta_{armazenamento} \quad (4.41)$$

Onde  $C_n$  [Ah] é a capacidade nominal do banco de baterias definido.

#### 4.4 Produção distribuída fotovoltaica

Após a seleção e configuração do sistema fotovoltaico, a determinação da energia elétrica proveniente das unidades de produção para autoconsumo em cada instante de tempo,  $E_{UPAC}$  [Wh], é efetuada com base na seguinte expressão:

$$E_{UPAC} = E_S \times N \times A_{\text{módulo}} \times \eta_{UPAC} \quad (4.42)$$

Onde:

$E_S$  [Wh/m<sup>2</sup>] – irradiação solar incidente obtida através da ferramenta *PVGIS*;

$N$  – número de módulos fotovoltaicos;

$A_{\text{módulo}}$  [m<sup>2</sup>] – área do módulo fotovoltaico selecionado;

$\eta_{UPAC}$  – eficiência total do sistema fotovoltaico que integra a UPAC.

A eficiência total da unidade de produção para autoconsumo engloba a eficiência de cada equipamento constituinte do sistema fotovoltaico que integra o circuito elétrico de geração de eletricidade. A eficiência da UPAC é então influenciada pelas eficiências do painel fotovoltaico ( $\eta_{PV}$ ), dos inversores, ( $\eta_{INV}$ ) da cablagem ( $\eta_{CAB}$ ) e do regulador de carga ( $\eta_{RC}$ ). Sendo que este último apenas constitui o sistema com armazenamento de energia.

$$\eta_{UPAC} = \eta_{PV} \times \eta_{INV} \times \eta_{CAB} \times \eta_{RC} \quad (4.43)$$

Na determinação da produção fotovoltaica, teve-se em consideração a variação instantânea da irradiância e da temperatura do local, para a qual se aplicou o modelo dos 5 parâmetros de forma a se obter a variação da potência máxima dos módulos. O desempenho do painel fotovoltaico é influenciado por estes fatores externos, sendo a respetiva eficiência ajustada a cada intervalo através da equação (2.14).

A energia elétrica produzida pelo sistema fotovoltaico com visa ao autoconsumo e à injeção do excedente para a rede elétrica é contabilizada pela quantidade de energia que sai do sistema de inversores, pelo que, a cada instante, a potência elétrica fornecida às instalações não pode ser superior à potência nominal de saída do respetivo equipamento.

Através de uma análise detalhada dos dados de consumo/produção de eletricidade, obtém-se a distribuição de energia elétrica das instalações, que se divide:

- Eletricidade consumida proveniente da RESP;
- Eletricidade de autoconsumo das unidades produtoras fotovoltaicas;
- Eletricidade injetada para a RESP.

A energia elétrica produzida pelos sistemas fotovoltaicos projetados é, preferencialmente, para efeitos de autoconsumo das instalações das unidades de produção. No entanto, excedente de energia elétrica produzido é injetado na rede elétrica, com uma remuneração para o produtor definida pelo **decreto-lei nº153/2014** expressa na equação (3.1). Com a particularidade de que, nos casos de se tratarem de unidades de produção com a integração de um sistema de armazenamento de energia, o excedente da produção fotovoltaica é direcionado, primariamente, para o carregamento do banco de baterias.

No caso de se tratar do sistema fotovoltaico com armazenamento de energia, o autoconsumo provém da produção fotovoltaica e da energia armazenada pelo banco de baterias. As instalações apenas consomem energia proveniente da rede elétrica na fase de carregamento do banco de baterias. A eletricidade é injetada na rede elétrica nos momentos em que a produção fotovoltaica excede as necessidades de consumo das instalações e o banco de baterias está completamente carregado ou em fase de descarga.

A tarifa remuneradora das UPAC depende dos valores atuais do Mercado Ibérico de Eletricidade, gerido pelo Operador do Mercado Ibérico de Energia (OMIE). Este mercado, tal como os mercados similares na Europa, é um mercado marginalista, contudo está atualmente em discussão a nova forma que este mercado deverá assumir pois quando toda a eletricidade for de origem renovável o preço marginal será nulo, o que não pode ser aceitável para remunerar os produtores.

O mercado diário do MIBEL é a plataforma onde se transaciona eletricidade para entrega no dia seguinte ao da negociação. Este mercado funciona através do cruzamento de ofertas, de compra e de venda, por parte dos diversos agentes registados para atuar no MIBEL.

O preço de mercado é encontrado através de um processo em que se ordenam de forma crescente o preço das ofertas de venda (curva de oferta) e de forma decrescente o preço das ofertas de compra (curva de procura) de eletricidade para a mesma hora. Assim sendo, o preço de mercado condiz graficamente ao

cruzamento das curvas de oferta e de procura (Fig. 57), correspondendo ao menor dos preços que garante que a oferta satisfaz a procura.

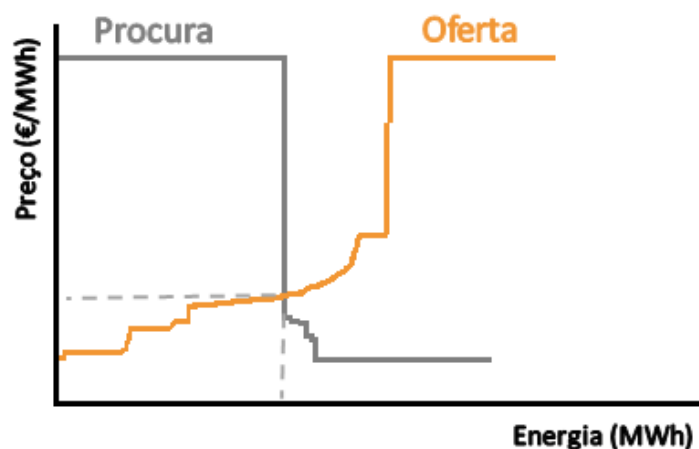


Fig. 57 - Preço de mercado da eletricidade (ERSE).

O funcionamento do mercado diário em que participam os agentes portugueses implica que todos os compradores paguem um mesmo preço e que todos os vendedores recebam esse mesmo preço, no que se designa como modelo de preço marginal único (ERSE).

Para além do mercado diário, os agentes podem voltar a comprar e vender eletricidade no mercado intradiário, em diferentes sessões de contratação algumas horas antes do tempo real, baseadas em leilões. Tal como acontece no mercado diário, o volume de energia e o preço a cada hora determinam-se pela interseção entre as curvas de oferta e de procura. O mercado intradiário permite que os agentes compradores e vendedores reajustem os seus compromissos antecipadamente, até quatro horas antes do tempo real (OMIE).

Os índices de eletricidade considerados para a venda da eletricidade não consumida provenientes de uma UPAC são determinados através da média aritmética mensal dos preços de fecho do mercado diário para Portugal. No gráfico da Fig. 58 verifica-se a variação dos respetivos índices nos últimos cinco anos.

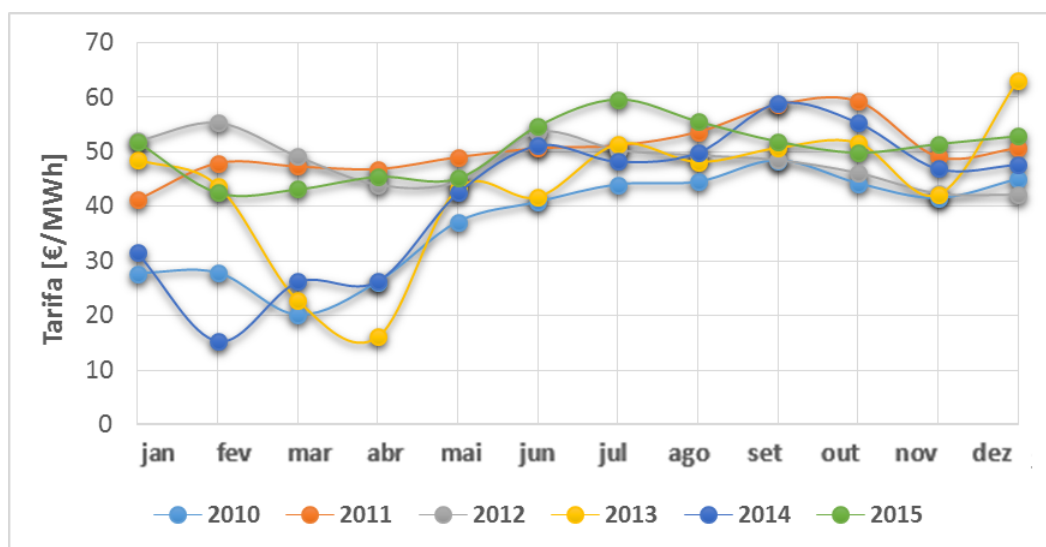


Fig. 58 – Variação dos índices de eletricidade resultantes da média mensal dos preços de fecho do OMIE relativos a Portugal (OMIP).

Os índices de eletricidade aplicados na projeção da UPAC dos respetivos casos de estudo são referentes ao ano de 2015 e estão apresentados na Tabela 7.

Tabela 7 – Tarifa remuneradora mensal das UPAC com base nos índices de eletricidade do OMIE referentes ao ano de 2015 (OMIP).

Mês	Tarifa [€/MWh]
<b>Janeiro</b>	51,82 €
<b>Fevereiro</b>	42,57 €
<b>Março</b>	43,20 €
<b>Abril</b>	45,50 €
<b>Maio</b>	45,18 €
<b>Junho</b>	54,75 €
<b>Julho</b>	59,61 €
<b>Agosto</b>	55,59 €
<b>Setembro</b>	51,92 €
<b>Outubro</b>	49,90 €
<b>Novembro</b>	51,46 €

Aplicando as tarifas de consumo e venda de energia elétrica, obtém-se a faturação da eletricidade das instalações. O aproveitamento económico das unidades de produção fotovoltaica traduz-se na poupança anual dos custos de energia elétrica, verificando-se através da redução da fatura da eletricidade das instalações. A receita bruta consiste na poupança do projeto e calcula-se através da diferença entre os custos do consumo de energia elétrica inicial e após a implementação da UPAC, com o acréscimo do valor da venda de energia elétrica à RESP.

Relativamente à compensação do valor do CIEG, uma vez que atualmente o total da potência instalada das UPAC é inferior a 1% do total da potência do centro electroprodutor do SEN, o custo associado é nulo.

Note-se que os resultados obtidos nesta secção correspondem aos valores estimados para o primeiro ano de exploração fotovoltaica, uma vez que para o restante período de vida da unidade produtora é tida em consideração a regressão da performance dos módulos fotovoltaicos.

#### 4.5 Avaliação económica das unidades de produção fotovoltaica

A otimização do sistema fotovoltaico e a verificação da viabilidade da respetiva instalação como unidade de produção para autoconsumo é determinada por meio de critérios de análise económica, com base na comparação de custos e benefícios esperados.

Os custos associados às unidades de produção fotovoltaica para autoconsumo agrupam-se nos custos de capital e nos custos operacionais.

Os custos do capital correspondem ao investimento inicial da implementação do projeto, aglomerando o custo dos equipamentos principais que integram a UPAC (painel fotovoltaico, inversor(es), bateria(s) e regulador de carga), o custo de instalação e outros equipamentos associados e as taxas de registo e inspeção da UPAC, definidas pela portaria nº 14/2015 e discriminadas no capítulo 3. O custo de instalação e outros equipamentos assume-se 15% do valor dos equipamentos principais que constituem a UPAC.

Os custos operacionais englobam os custos de operação e manutenção anuais, os custos de substituição periódica de equipamento e os custos de inspeção periódica da UPAC, cuja taxa é definida pela portaria nº 14/2015 (capítulo 3) e aplica-se às unidades produtoras com uma potência instalada superior a 1,5 kW. O custo de operação e manutenção anual assume-se de 1% face ao investimento inicial. Os custos de substituição de equipamento consistem na renovação do sistema de inversores e baterias, que se prevê ao fim de um período de 15 anos e 9 anos, respetivamente. A inspeção da UPAC é realizada a

uma periodicidade de 10 anos para instalações com potências inferiores a 1 MW e de 6 anos para as restantes instalações, de acordo com a legislação corrente.

Relativamente à determinação dos custos associados à substituição periódica dos equipamentos que integram a unidade produtora para autoconsumo, teve-se em consideração a tendência evolutiva do mercado fotovoltaico e de armazenamento de energia, em termos tecnológicos e económicos. Os custos de substituição do banco de baterias reduzem-se para 40% e 30% do seu custo inicial, relativos à primeira e segunda substituição, respetivamente (Fitzgerald et al. 2015). Pressupostamente, o custo de substituição do sistema de inversores é minorado para 60% do respetivo custo inicial.

A avaliação económica é realizada para um período de exploração das unidades de produção fotovoltaica de 25 anos, assumindo os valores percentuais da inflação e a taxa de atualização de 2% e 5%, respetivamente.

Os indicadores económicos de avaliação do projeto são (Castro 2012):

- Valor Atual Líquido (VAL)

O VAL designa-se por um balanço atualizado, correspondendo à diferença entre as entradas e saídas de dinheiro, fluxos monetários (*cash-flow*), devidamente atualizados durante a vida útil do empreendimento. Um VAL positivo é um sinal da viabilidade do projeto, traduzindo que os resultados alcançados permitem cobrir o investimento inicial, bem como a remuneração mínima representada pela taxa de atualização, e ainda gerar um excedente financeiro. Um VAL nulo significa a completa recuperação do investimento inicial bem como a obtenção do rendimento mínimo exigido, sem qualquer excedente, pelo que a rentabilidade do projeto com estas características é incerta. Um VAL negativo é uma indicação clara da inviabilidade económica do projeto. Este indicador calcula-se através da função *NPV (Net Present Value)* do *Excel*, de acordo com a taxa de atualização definida.

- Taxa Interna de Rentabilidade (TIR)

A TIR consiste na taxa de atualização que anula o VAL. A avaliação da TIR situa imediatamente o interesse do projeto na escala de avaliação do mercado financeiro. A obtenção de uma TIR superior à taxa de atualização considerada na avaliação económica significa que o projeto consegue gerar uma taxa de rentabilidade superior ao custo do capital, pelo que se considera um projeto economicamente viável. Este indicador é determinado através da função *IRR (Internal Rate of Return)* do *Excel*.

- Período de retorno do investimento (*payback time*)

O *payback time* corresponde ao período de tempo necessário à recuperação do capital investido na implementação do projeto e é determinado através da razão entre o investimento inicial e a receita líquida atualizada média anual. A receita líquida anual é a diferença entre a receita bruta e os custos operacionais anuais. Por sua vez, a receita bruta consiste na poupança anual da implementação do projeto.

A ordem dos critérios para a seleção da unidade de produção fotovoltaica otimizada consiste num período de retorno do investimento mais baixo, seguido de uma TIR e de um VAL mais elevados.





## Capítulo 5 - Caso de estudo do setor doméstico

O caso de estudo do setor doméstico provém de dados reais de consumo, fornecidos pela EDP. Consiste num diagrama de carga representativo de um consumidor doméstico, obtido a partir de dados telecontados de uma amostra representativa do universo, em intervalos regulares de 15 minutos, relativamente ao período de outubro de 2012 a setembro de 2013. Assume-se, desta forma, o período da amostragem como ano típico para um consumidor/produtor singular, cuja instalação se localiza em Lisboa.

### 5.1 Perfil de consumo energético

A instalação elétrica de utilização, ou seja, a habitação de consumo, tem uma potência contratada de 6,9 kVA e regista um consumo anual de 2.542,36 kWh, distribuídos ao longo do ano conforme o perfil de consumo representado na Fig. 59. No gráfico, as barras representam o consumo de energia elétrica mensal e as linhas assumem o perfil do consumo energético diário e a respetiva média ao longo de um ano.

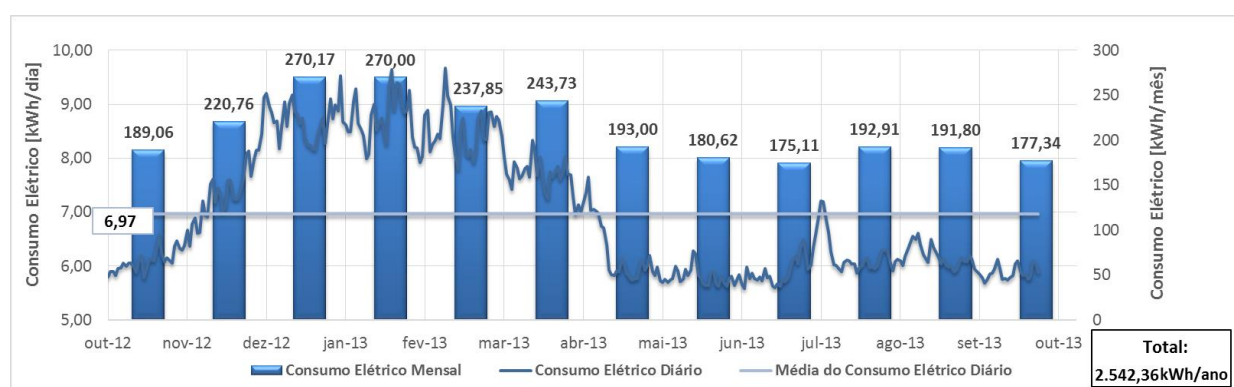


Fig. 59 – Variação do consumo doméstico energia elétrica no período de amostragem correspondente a um ano típico.

Verifica-se um maior consumo energético na estação de aquecimento face à estação de arrefecimento, sendo dezembro o mês de maior consumo, atingindo 270,17 kWh, e junho o mês de menor consumo de energia elétrica, registando 175,11 kWh. A média do consumo diário é de 6,97 kWh, e os picos de consumo assinalam-se aos 5,58 kWh e 9,67 kWh, como mínimo e máximo, respetivamente.

Para a faturação da energia elétrica consumida, para um cliente com uma tarifa bi-horária com uma ligação BTN com uma potência contratada de 6,9 kVA, divide-se em (ERSE 2014):

- Horas fora de vazio (HFV) – 0,2279 €/kWh
- Horas de vazio (HV) – 0,1203 €/kWh

Com o acréscimo de 11,0823 €/mês relativos à potência contratada. Estas tarifas são estabelecidas pela diretiva nº 15/2014 da ERSE e já englobam o acréscimo de 23% referentes ao IVA.

A Fig. 60 representa um diagrama de carga da instalação, que descrimina a variação do consumo elétrico diário ao longo de uma semana típica de utilização doméstica, cujo perfil de consumo é representativo do universo da amostragem. No diagrama de carga encontra-se representada a delimitação do período horário relativo à tarifa bi-horária aplicada, onde HFV corresponde às horas fora de vazio e HV às horas de vazio.

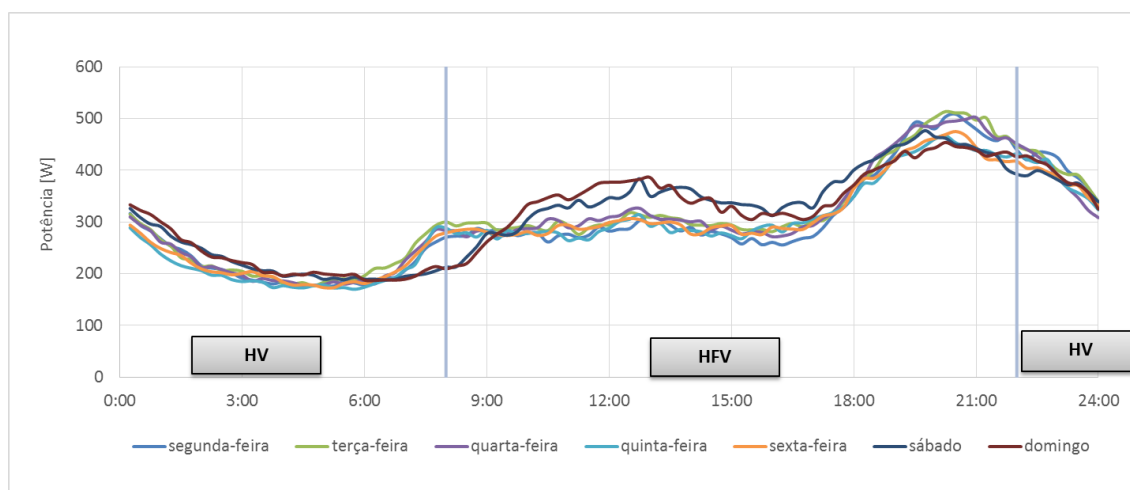


Fig. 60 - Diagrama de carga diário ao longo de uma semana típica do consumo doméstico de energia elétrica.

Através da análise do gráfico da Fig. 60, verifica-se um padrão regular, com um ligeiro aumento do consumo elétrico no fim de semana que, uma vez tratando-se do setor doméstico, coincide com os dias de maior disponibilidade e presença dos consumidores nas respetivas habitações. O consumo elétrico tem um ligeiro declínio nas horas de vazio e uma acentuação nas horas fora de vazio, com particular aumento entre as 18h e as 21h, altura em que os consumidores chegam às respetivas habitações, após o período laboral.

Aplicando a tarifa bi-horária, apresenta-se a faturação da eletricidade, de acordo com a distribuição mensal representada na Fig. 61, com um custo anual de 617,04 €.

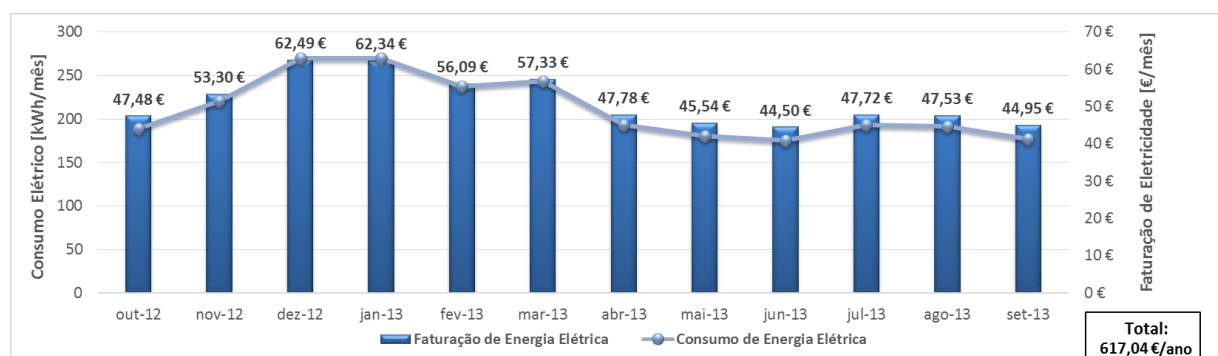


Fig. 61 - Faturação do consumo doméstico mensal da energia elétrica ao longo de um ano típico.

## 5.2 Exploração do recurso solar do local

Assume-se uma habitação doméstica localizada no concelho de Lisboa, com as seguintes coordenadas geográficas:

- Latitude – 38°43'20'' Norte;
- Longitude – 9°8'21'' Oeste.

Através do *PVGIS*, obtém-se o ângulo ótimo de inclinação do painel fotovoltaico para o local de 34°, para o qual são extraídos os dados relativos à variação diária e mensal da temperatura ambiente e da radiação solar incidente. Os gráficos das Fig. 62 e Fig. 63 apresentam a variação mensal da temperatura e da radiação solar incidente, respetivamente.

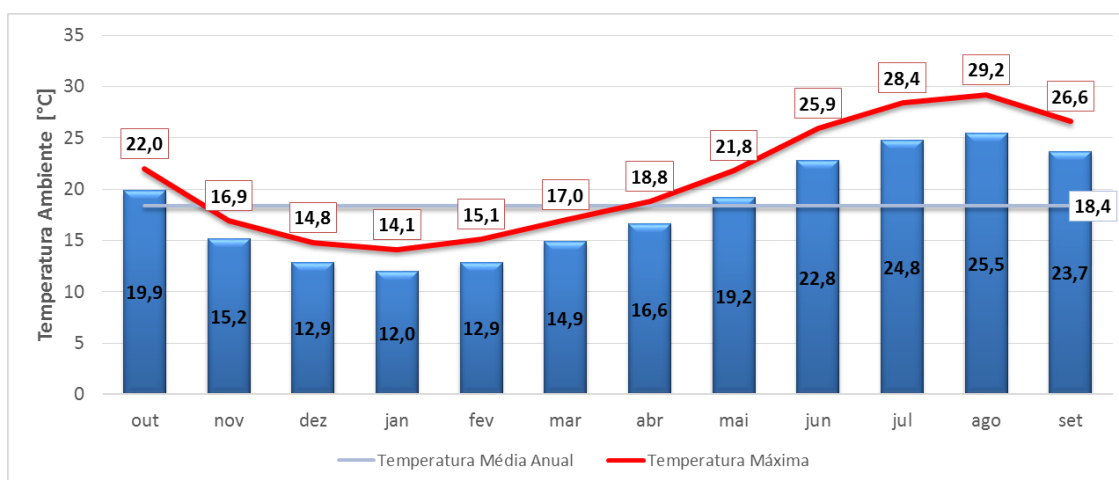


Fig. 62 – Variação mensal da temperatura ambiente média e máxima no concelho de Lisboa.

O gráfico da Fig. 62 representa a temperatura ambiente média referente ao período diurno, atingindo o valor mínimo de 12,0 °C em janeiro e o máximo de 25,5°C em agosto, sendo a temperatura média anual de 18,4°C. O gráfico representa ainda a temperatura máxima registada para cada mês, com o pico de 29,2°C atingidos no mês de agosto.

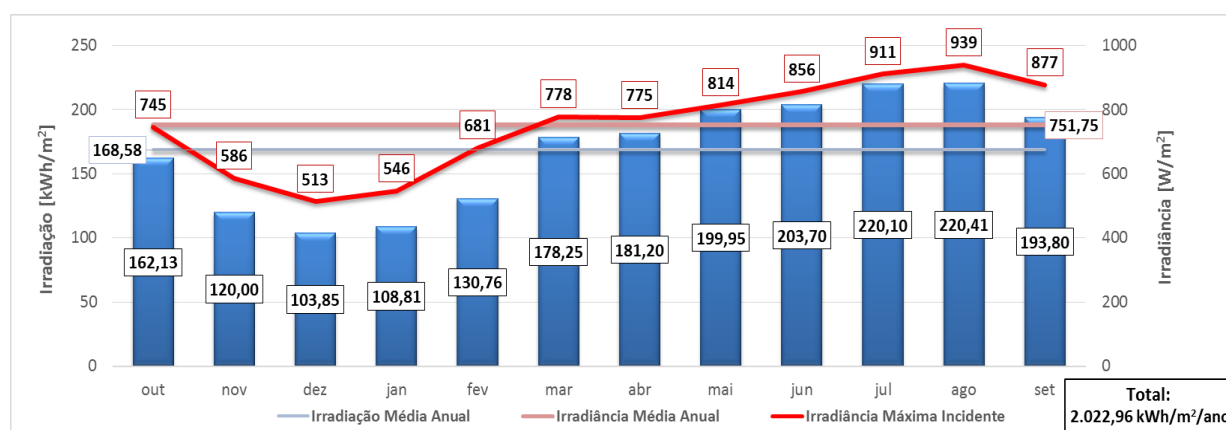


Fig. 63 - Irradiação global média mensal e irradiância máxima incidente sobre um plano inclinado de 34° no concelho de Lisboa.

O gráfico da Fig. 63 representa a variação mensal da radiação solar disponível, através dos valores da irradiação média e irradiância máxima incidente. O valor mensal mínimo da irradiação global disponível é atingido em dezembro e o valor máximo em agosto, 103,85 kWh/m² e 220,41 kWh/m², respetivamente. A irradiância máxima incidente varia entre os 513 W/m² e os 939 W/m², com uma média anual de 751,75 W/m². A irradiação global anual atinge os 2.022,96 kWh/m², o que equivale também ao número de horas solares pico por ano. A irradiação média anual atinge 168,58 kWh/m².

Através da observação dos gráficos das Fig. 62 e Fig. 63, consideram-se as condições climáticas para efeitos de dimensionamento do sistema fotovoltaico. Os valores máximos da irradiância e temperatura ambiente registam-se no mês de agosto com 939 W/m² e 29,2°C, respetivamente. Tendo em consideração o fator de segurança de 20%, o dimensionamento do sistema fotovoltaico é efetuado assumindo as seguintes condições nominais de operação:

- $G_i = 1126,80 \text{ W/m}^2$ ;
- $T_{amb} = 35,0^\circ\text{C}$ .

### 5.3 Unidade de produção fotovoltaica para autoconsumo sem armazenamento de energia

#### 5.3.1 Dimensionamento do sistema fotovoltaico

Para o dimensionamento do sistema fotovoltaico sem armazenamento de energia, foram analisadas três opções de aplicação na UPAC, com uma potência nominal entre os 400 W e os 700 W. Os modelos dos módulos fotovoltaicos selecionados foram o *Sunmodule Plus SW 250 poly* e o *Sunmodule Plus SW 285 mono*, da *SolarWorld*. Ambos os módulos fotovoltaicos são compostos por 60 células de silício, policristalino e monocristalino, respetivamente. Apresentam uma garantia de performance linear que abrange um período de vida de 25 anos, com uma regressão de 0,7% por ano. A informação técnica dos módulos, disponibilizada pelo fabricante nas condições STC, está representada na Tabela 8. O fator de forma é obtido através da equação (2.13) e a eficiência dos módulos é calculada através da expressão (2.14).

Tabela 8 - Características dos módulos fotovoltaicos *Sunmodule Plus SW 250 poly* e *Sunmodule Plus SW 285 mono*, nas condições STC (FFSolar).

		<i>SW 250 poly</i>	<i>SW 285 mono</i>
<b>Dimensões do Módulo</b>	Comprimento [mm]	1675	1675
	Largura [mm]	1001	1001
	$A$ [m <sup>2</sup> ]	1,68	1,68
<b>Características Elétricas</b>	$P_{max}$ [W <sub>p</sub> ]	250	285
	$V_{OC}$ [V]	37,6	39,7
	$V_{MPP}$ [V]	30,5	31,3
	$I_{SC}$ [A]	8,81	9,84
	$I_{MPP}$ [A]	8,27	9,2
	$FF$	0,76	0,74
	$\eta_{PV}$	14,91%	17,00%
	NOCT [°C]	46	46
<b>Características Térmicas</b>	$\mu_{V_{OC}}$ [%/K]	-0,37%	-0,30%
	$\mu_{I_{SC}}$ [%/K]	+0,081%	+0,040%

De acordo com as características térmicas dos módulos calcula-se a temperatura das células fotovoltaicas através da equação (2.32), em função da variação da irradiância máxima incidente e da temperatura ambiente média do local. Uma vez que os módulos fotovoltaicos em análise têm a mesma temperatura nominal de funcionamento das células (NOCT), a Fig. 64 representa a variação mensal da temperatura média e máxima das células fotovoltaicas de ambos os módulos.

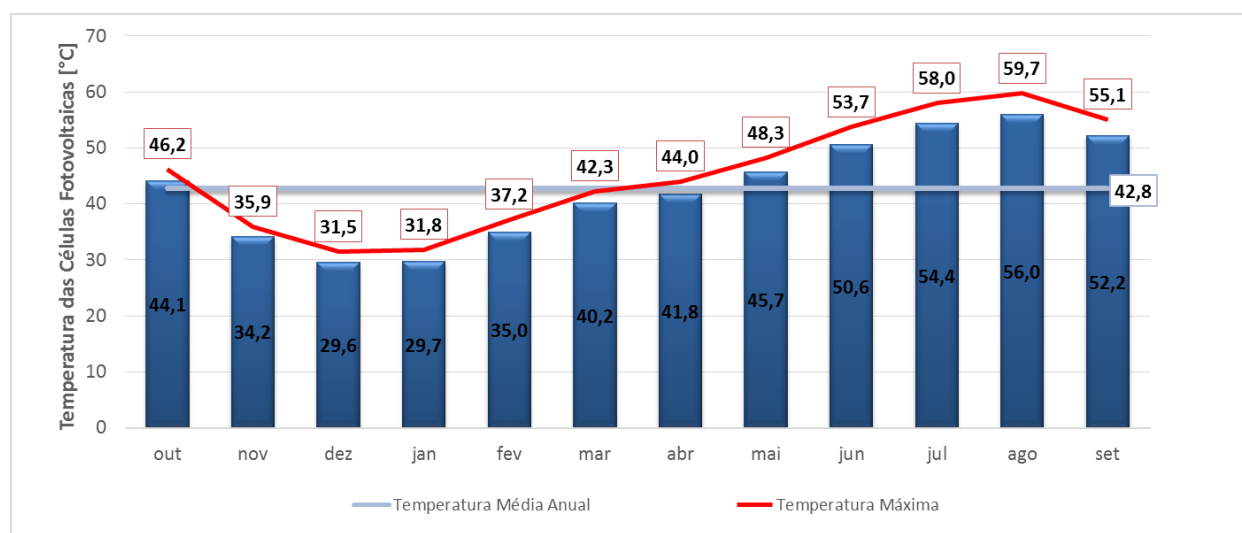


Fig. 64 – Variação da temperatura média e máxima das células que constituem os módulos fotovoltaicos em Lisboa.

Através da análise da Fig. 64 verifica-se o afastamento do valor real da temperatura das células fotovoltaicas relativamente aos 25°C assumidos nas condições STC. Por norma a temperatura das células é significativamente superior, influenciando desta forma a produção fotovoltaica.

Para o local de instalação, valor médio anual da temperatura dos módulos fotovoltaicos ronda os 42,8°C, com uma temperatura ambiente de 18,4°C (Fig. 62) e uma irradiância máxima incidente de 751,75 W/m<sup>2</sup> (Fig. 63). O valor máximo da temperatura das células estima-se para o mês de agosto com 59,7°C, considerando uma irradiância máxima de 939 W/m<sup>2</sup> e uma temperatura ambiente de 29,9°C.

Para efeitos de dimensionamento do sistema fotovoltaico, representam-se na Tabela 9 as características elétricas dos módulos fotovoltaicos sob as condições nominais de operação, pré-definidas na exploração do recurso solar, para as quais a temperatura máxima das células fotovoltaicas atinge 71,7°C.

Tabela 9 - Características elétricas dos módulos fotovoltaicos *Sunmodule Plus SW 250 poly* e *Sunmodule Plus SW 285 mono* sob as condições nominais de operação em Lisboa, com uma irradiância incidente de 1126,80 W/m<sup>2</sup> e uma temperatura ambiente de 35,0°C.

	<i>SW 250 poly</i>	<i>SW 285 mono</i>
$P_{max}$ [W <sub>p</sub> ]	226,69	257,18
$V_{OC}$ [V]	31,53	33,88
$V_{MPP}$ [V]	24,17	25,15
$I_{SC}$ [A]	10,29	11,29
$I_{MPP}$ [A]	9,38	10,23
$FF$	0,70	0,67
$\eta_{PV}$	12,00%	13,61%

Considerando as potências nominais do painel fotovoltaico em análise para o dimensionamento da UPAC, optou-se por se seleccionar um sistema de microinversores da *AEconversion*, com o modelo *INV250-45*, garantindo o rastreamento individual do ponto de potência máxima (MPP). As características técnicas do microinversor são disponibilizadas pelo fabricante e encontram-se na Tabela 10.

Tabela 10 - Características do microinversor *INV250-45* da *AEconversion* (FFSolar).

<i>INV250-45</i>		
<b>Input [DC]</b>	$V_{max}$ [V]	45
	$V_{MPP}$ [V]	20-40
	$I_{max}$ [A]	11
	$P_{max}$ [W]	250
<b>Output [AC]</b>	$P_{max}$ [W]	240
	$I_{max}$ [A]	1
	$V_n$ [V]	230
<b><math>\eta_{INV}</math></b>		91,40%

Respeitando os intervalos definidos nas expressões (4.32), (4.34) e (4.35), definem-se na Tabela 11 as opções de dimensionamento da UPAC do setor doméstico, explicitando os modelos, a quantidade e as respectivas ligações de módulos, bem como dos microinversores associados a cada opção.

Tabela 11 – Opções de dimensionamento do sistema fotovoltaico para a UPAC sem armazenamento de energia do setor doméstico.

UPAC	UPAC 1	UPAC 2	UPAC 3
<b>Modelo dos Módulos</b>	<i>SW 250 poly</i>	<i>SW 285 mono</i>	<i>SW 250 poly</i>
<b>Nº Módulos</b>	2	2	3
$N_S$	1	1	1
$N_P$	2	2	3
$P_{max,PV}$ [W <sub>p</sub> /módulo]	226,69	257,18	226,69
$P_{max,PV}$ [W <sub>p</sub> ]	453,39	514,35	680,08
<b>Modelo dos Inversores</b>	<i>AEconversion INV250-45</i>		
<b>Nº Inversores</b>	2	2	3
$N_{S,INV}$	1	1	1
$N_{P,INV}$	2	2	2
$P_{max,INV(AC)}$ [W/inversor]	240	240	240
$P_{max,INV(AC)}$ [W]	480	480	720

Uma vez que se opta pela integração de um sistema de microinversores, a configuração do sistema fotovoltaico consiste na ligação de um microinversor a cada módulo fotovoltaico, associados em paralelo através da conexão entre os microinversores, conforme o esquema representado na Fig. 65.

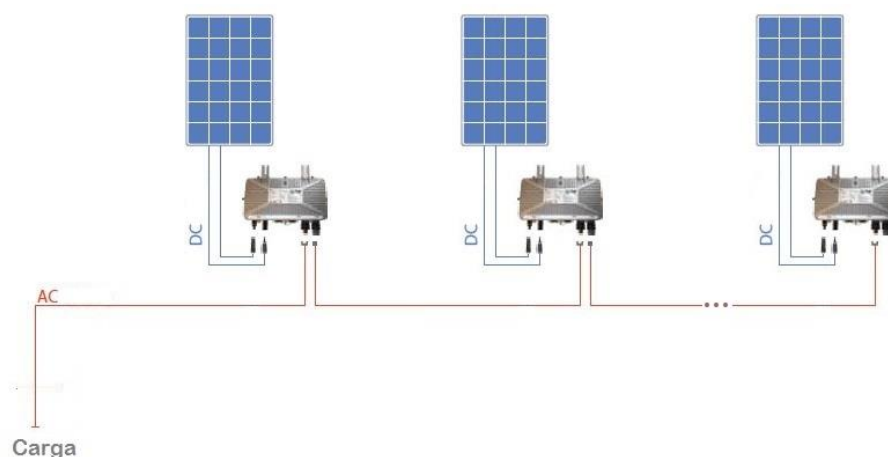


Fig. 65 - Representação esquemática da configuração do sistema fotovoltaico com os microinversores (FFSolar).

Através da ligação com os microinversores, os módulos fotovoltaicos encontram-se associados em paralelo, constituindo um painel fotovoltaico cujas características elétricas apresentam-se na Tabela 12, para cada opção em análise.

Tabela 12 - Características elétricas do painel fotovoltaico para cada opção de projeto da UPAC sem armazenamento de energia do setor doméstico.

UPAC	UPAC 1	UPAC 2	UPAC 3
$P_{max}$ [W <sub>p</sub> ]	453,39	514,35	680,08
$V_{OC}$ [V]	31,53	33,88	31,53
$V_{MPP}$ [V]	24,17	25,15	24,17
$I_{SC}$ [A]	20,59	22,57	30,88
$I_{MPP}$ [A]	18,76	20,45	28,14

O dimensionamento da cablagem é realizado tendo em consideração a configuração do sistema fotovoltaico (Fig. 65) para uma instalação monofásica, sendo selecionados cabos de cobre. Uma vez que a ligação do sistema fotovoltaico é feita a partir do sistema de microinversores, são necessários cabos DC de ligação módulo/microinversor, cabos de fileira AC de ligação entre os microinversores e o cabo do ramal AC que liga o sistema de microinversores à rede recetora. Embora o sistema de microinversores selecionados já englobem cabos pré-confecionados, efetuou-se o dimensionamento de todos os tipos de cabos de forma a estimar as perdas nas linhas e respetiva eficiência.

Os parâmetros de dimensionamento da cablagem são calculados segundo as expressões (2.53), (2.55) e (4.37), respetivamente, tendo em conta o número de cabos necessários para cada opção em análise. Na Tabela 13 apresentam-se os comprimentos e quedas de tensão admissíveis bem como os resultados da secção nominal padronizada atribuída, as perdas nas linhas e a eficiência total do sistema de cablagem.

Tabela 13 - Resultados do dimensionamento da cablagem para cada opção de projeto da UPAC sem armazenamento de energia do setor doméstico.

UPAC	Tipos de Cabo	Cabo DC	Cabo de Fileira AC	Cabo do Ramal AC
<b>UPAC 1</b>	$l$ [m]	1	1	10
	$\Delta V$	1%	1%	3%
	$N_L$	2	2	1
	$S_{CAB}$ [mm <sup>2</sup> ]	4,0	2,5	2,5
	$P_L$ [W]	1,57	0,03	0,62
	$\eta_{CAB}$	99,51%		
<b>UPAC 2</b>	$l$ [m]	1	1	10
	$\Delta V$	1%	1%	3%
	$N_L$	2	2	1
	$S_{CAB}$ [mm <sup>2</sup> ]	4,0	2,5	2,5
	$P_L$ [W]	1,87	0,03	0,62
	$\eta_{CAB}$	99,51%		
<b>UPAC 3</b>	$l$ [m]	1	1	10
	$\Delta V$	1%	1%	3%
	$N_L$	3	3	1
	$S_{CAB}$ [mm <sup>2</sup> ]	4,0	2,5	2,5
	$P_L$ [W]	2,36	0,05	1,40
	$\eta_{CAB}$	99,44%		

### 5.3.2 Produção distribuída fotovoltaica

Após o dimensionamento do sistema fotovoltaico, a produção de energia elétrica é estimada através da equação (4.42). A eficiência total das unidades de produção fotovoltaica para cada opção é apresentada na Tabela 14, englobando as eficiências parciais dos equipamentos que as constituem, através da expressão (4.43). A eficiência do painel fotovoltaico apresentada resulta no desempenho médio dos módulos na produção anual de eletricidade.

Tabela 14 - Eficiência do sistema fotovoltaico para cada opção de projeto da UPAC sem armazenamento de energia do setor doméstico.

UPAC	UPAC 1	UPAC 2	UPAC 3
$\eta_{PV}$	13,91%	16,16%	13,91%
$\eta_{INV}$	91,40%	91,40%	91,40%
$\eta_{CAB}$	99,51%	99,51%	99,44%
$\eta_{UPAC}$	12,65%	14,70%	12,65%

Para cada opção da UPAC em análise, verifica-se na Fig. 66 a variação mensal produção fotovoltaica. A distribuição anual da energia elétrica da instalação para cada opção está representada na Tabela 15. Os valores estimados são referentes ao primeiro ano de exploração das unidades produtoras.



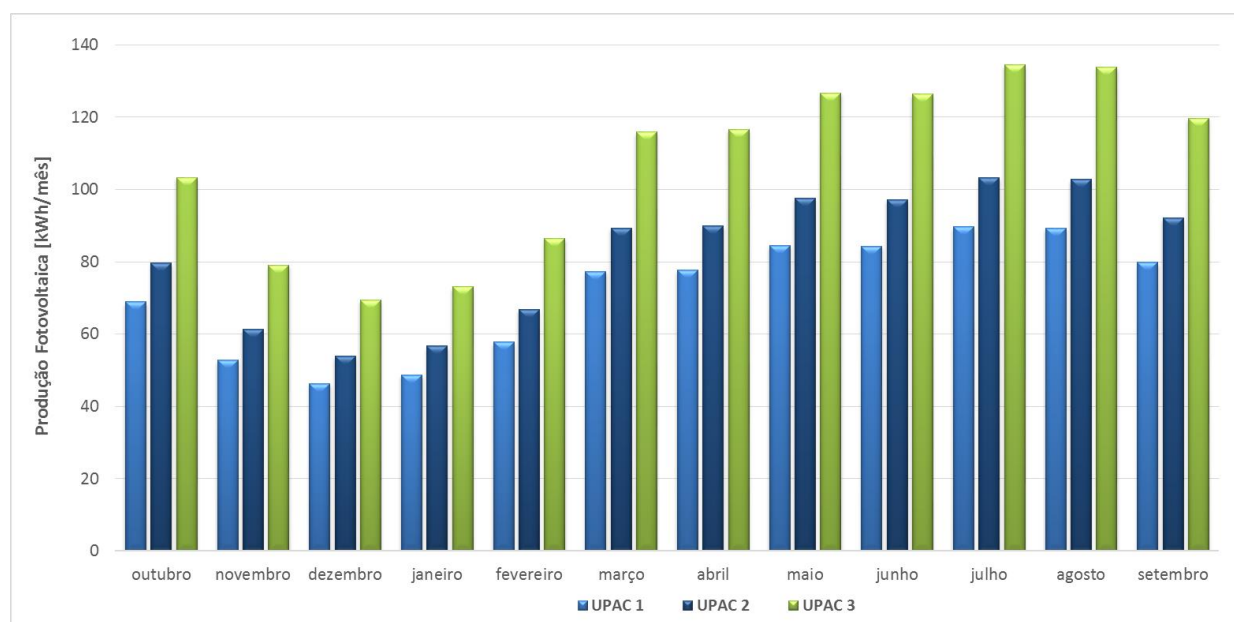


Fig. 66 - Variação mensal da produção fotovoltaica para o primeiro ano de exploração das opções de projeto da UPAC sem armazenamento de energia do setor doméstico.

Tabela 15 - Resultados obtidos para a produção distribuída fotovoltaica sem armazenamento de energia do setor doméstico no primeiro ano de exploração.

UPAC	Consumo Total de Eletricidade [kWh/ano]	$P_{UPAC}$ [W]	$P_{ligação}$ [W]	Produção Fotovoltaica [kWh/ano]	Autoconsumo [kWh/ano]	Consumo de Eletricidade da RESP [kWh/ano]	Injeção de Eletricidade na RESP [kWh/ano]
<b>UPAC 1</b>	2.542,36	453,39	480	857,31	805,54	1.736,81	51,76
<b>UPAC 2</b>	2.542,36	514,35	480	990,82	871,91	1.670,45	118,91
<b>UPAC 3</b>	2.542,36	680,08	720	1.285,07	964,24	1.578,11	320,83

Aplicando as tarifas de consumo e de venda de eletricidade, a Tabela 16 apresenta a discriminação da fatura energética anual para as opções em análise. A receita bruta é calculada tendo em conta o custo associado ao consumo de eletricidade sem a implementação da unidade produtora de 617,04 €.

Tabela 16 - Discriminação da fatura energética no primeiro ano de exploração relativa às opções de projeto da UPAC sem armazenamento de energia do setor doméstico.

UPAC	Consumo de Eletricidade da RESP [€/ano]	Injeção de Eletricidade na RESP [€/ano]	Receita Bruta [€/ano]
<b>UPAC 1</b>	438,89 €	2,63 €	180,78 €
<b>UPAC 2</b>	424,71 €	5,74 €	198,07 €
<b>UPAC 3</b>	405,15 €	14,95 €	226,84 €

### 5.3.3 Avaliação económica

Para efetuar a avaliação económica deste projeto, o orçamento das opções em análise encontra-se discriminado nas tabelas abaixo. O preço dos equipamentos foram adquiridos em tabelas de revendedores (FFSolar), acrescidos do IVA.

Tabela 17 - Orçamento discriminado para o sistema fotovoltaico da UPAC 1 sem armazenamento de energia do setor doméstico.

UPAC 1	Custo
2 Módulos <i>Sunmodule Plus SW 250 poly</i>	565,80 €
2 Microinversores <i>AEconversion INV250-45</i>	603,32 €
Instalação e Outros Equipamentos	175,37 €
<b>Total</b>	<b>1.344,48 €</b>

Tabela 18 - Orçamento discriminado para o sistema fotovoltaico da UPAC 2 sem armazenamento de energia do setor doméstico.

UPAC 2	Custo
2 Módulos <i>Sunmodule Plus SW 285 mono</i>	701,10 €
2 Microinversores <i>AEconversion INV250-45</i>	603,32 €
Instalação e Outros Equipamentos	196,66 €
<b>Total</b>	<b>1.500,08 €</b>

Tabela 19 - Orçamento discriminado para o sistema fotovoltaico da UPAC 3 sem armazenamento de energia do setor doméstico.

UPAC 3	Custo
3 Módulos <i>Sunmodule Plus SW 250 poly</i>	848,70 €
3 Microinversores <i>AEconversion INV250-45</i>	904,97 €
Instalação e Outros Equipamentos	263,05 €
<b>Total</b>	<b>2.016,72 €</b>

O investimento inicial acresce das taxas de registo e inspeção necessárias para a exploração da UPAC. Na Tabela 20 encontram-se representados os custos do capital para as opções em análise.

Tabela 20 - Custo do capital para os projetos em análise da UPAC sem armazenamento de energia do setor doméstico.

UPAC	UPAC 1	UPAC 2	UPAC 3
Custo do Sistema Fotovoltaico	1.344,48 €	1.500,08 €	2.016,72 €
Taxa de Registo	30 €	30 €	30 €
Taxa de Inspeção	6 €	6 €	6 €
<b>Investimento Inicial</b>	<b>1.380,48 €</b>	<b>2.536,08 €</b>	<b>2.052,72€</b>

Os custos operacionais consistem nos custos estimados para a UPAC ao longo do tempo do seu tempo de concessão e englobam os custos de operação e manutenção e os custos de substituição de equipamento. Uma vez que as potências das UPAC's projetadas são inferiores a 1,5 kW, estas não necessitam de inspeção periódica durante o tempo de exploração. A Tabela 21 representa os custos operacionais anuais para os projetos em análise. A periodicidade dos custos de operação e manutenção é anual. Por sua vez, relativamente à substituição do equipamento, assume-se um tempo de vida útil de 15 anos para o sistema de microinversores, após os quais se procede à respetiva substituição, cujo custo é minorado para 60% do seu custo inicial.

Tabela 21 - Custos operacionais anuais sem atualização para os projetos em análise da UPAC sem armazenamento de energia do setor doméstico.

UPAC	Periodicidade [Anos]	UPAC 1	UPAC 2	UPAC 3
<b>Custo de Operação e Manutenção</b>	1	13,80 €	15,36 €	20,53 €
<b>Custo de Substituição de Equipamento</b>	15	361,99 €	361,99 €	542,98 €

Relativamente ao aproveitamento das unidades de produção para autoconsumo, estima-se a produção fotovoltaica total para um período de exploração das UPAC's de 25 anos (Fig. 67), tendo em conta a regressão linear da performance dos painéis fotovoltaicos de 0,7% por ano. O gráfico indica os valores estimados para a produção de energia elétrica ao longo do período de exploração, bem como a eletricidade produzida no primeiro e último ano de exploração.

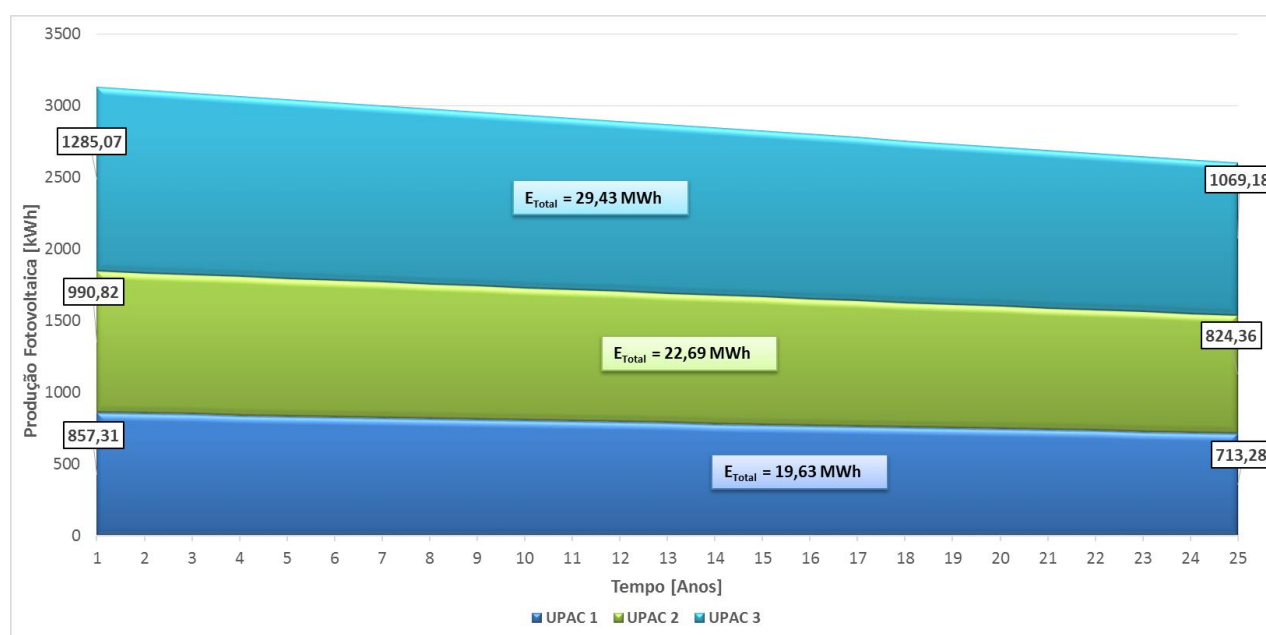


Fig. 67 - Produção fotovoltaica ao longo do período de exploração dos projetos em análise da UPAC sem armazenamento de energia do setor doméstico.

Considerando o aproveitamento energético das unidades de produção fotovoltaica para autoconsumo, bem como os respetivos custos associados, obtém-se no gráfico da Fig. 68 o fluxo monetário total atualizado das opções de projeto em análise.

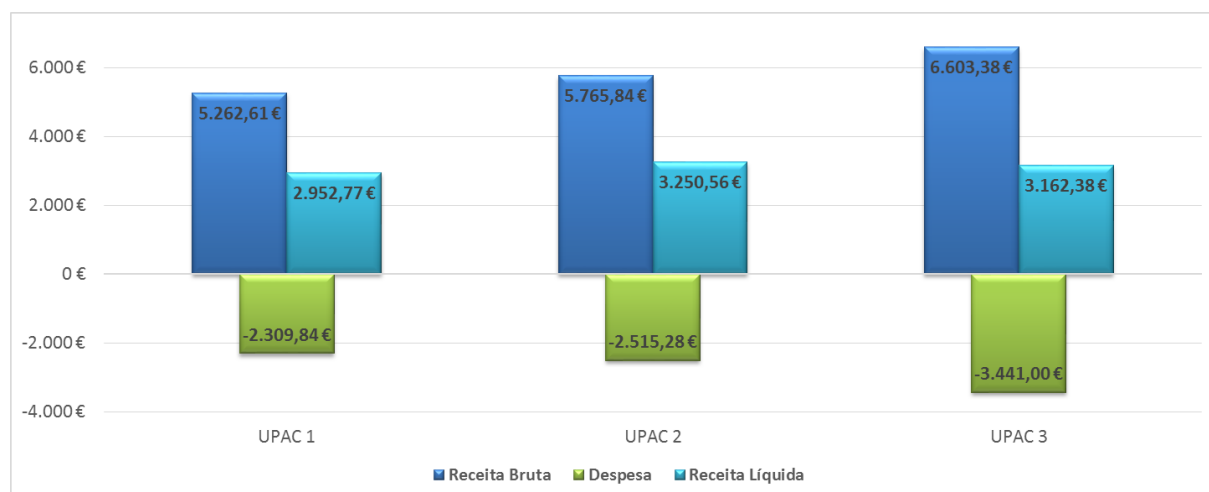


Fig. 68 - Fluxo monetário total atualizado para os projetos em análise da UPAC sem armazenamento de energia do setor doméstico.

Considerando o fluxo monetário atualizado ao longo do tempo de exploração das unidades produtoras fotovoltaicas para autoconsumo, obtêm-se na Tabela 22 os indicadores económicos dos projetos em análise.

Tabela 22 - Indicadores económicos para os projetos em análise da UPAC sem armazenamento de energia do setor doméstico.

UPAC	UPAC 1	UPAC 2	UPAC 3
$P_{UPAC}$ [W]	453,39	514,35	680,08
$P_{ligação}$ [W]	480	480	720
<i>Payback Time</i> [Anos]	7,96	8,02	9,84
<b>TIR</b>	11,61%	11,44%	8,94%
<b>VAL</b>	1.037,28 €	1.130,17 €	871,20 €

Através da visualização dos indicadores económicos, conclui-se que a UPAC 1 representa a opção de projeto otimizada sem armazenamento de energia para a instalação doméstica, apresentando um período de retorno de investimento mais curto, de 7,96 anos e uma TIR mais elevada de 11,61%.

## 5.4 Unidade de produção fotovoltaica para autoconsumo com armazenamento de energia

### 5.4.1 Dimensionamento do sistema fotovoltaico

Com a integração de um sistema de armazenamento de energia, o sistema fotovoltaico tem que ser projetado tendo em consideração a carga do banco de baterias, implicando necessidades de potência maiores. Desta forma, para o dimensionamento do sistema fotovoltaico com armazenamento de energia, foram analisadas três opções de aplicação na UPAC, com uma potência nominal entre os 1000 W e os 1600 W. O modelo dos módulos fotovoltaicos selecionado foi o *Sunmodule Plus SW 250 poly* da *SolarWorld*, cujas características sob as condições nominais pré-definidas encontram-se na Tabela 9.

Considerando as propriedades do painel fotovoltaico em análise para o dimensionamento da UPAC, bem como as potências pretendidas, optou-se por se selecionar o inversor *Sunny Boy 1300TL* da *SMA*. As características técnicas do inversor são disponibilizadas pelo fabricante e encontram-se na Tabela 23.

Tabela 23 - Características do inversor *Sunny Boy 1300TL* da *SMA* (FFSolar).

<i>Sunny Boy 1300TL</i>		
<b>Input [DC]</b>	$V_{max}$ [V]	600
	$V_{MPP}$ [V]	125-480
	$I_{max}$ [A]	11
	$P_{max}$ [W]	1400
<b>Output [AC]</b>	$P_{max}$ [W]	1300
	$I_{max}$ [A]	7,2
	$V_n$ [V]	230
<b><math>\eta_{INV}</math></b>		94,30%

Respeitando os intervalos definidos nas expressões (4.32), (4.34), (4.35) e (4.38), definem-se na Tabela 24 as opções de dimensionamento da UPAC com armazenamento de energia do setor doméstico, sob as condições nominais de operação.

Tabela 24 - Opções de dimensionamento do sistema fotovoltaico para a UPAC com armazenamento de energia do setor doméstico.

UPAC	UPAC 1	UPAC 2	UPAC 3
<b>Nº Módulos</b>	5	6	7
$N_S$	5	6	7
$N_P$	1	1	1
<b><math>P_{max,pv}</math> [W<sub>p</sub>]</b>	1133,47	1360,16	1586,86

A configuração do sistema fotovoltaico consiste na associação em série dos módulos fotovoltaicos, constituindo um painel fotovoltaico cujas características elétricas apresentam-se na Tabela 25, para cada opção em análise.

Tabela 25 - Características elétricas do painel fotovoltaico para cada opção de projeto da UPAC com armazenamento de energia do setor doméstico.

UPAC	UPAC 1	UPAC 2	UPAC 3
<b><math>P_{max,pv}</math> [W<sub>p</sub>]</b>	1133,47	1360,16	1586,86
$V_{OC}$ [V]	157,65	189,18	220,71
$V_{MPP}$ [V]	120,83	144,99	169,16
$I_{SC}$ [A]	10,29	10,29	10,29
$I_{MPP}$ [A]	9,38	9,38	9,38

O dimensionamento da cablagem é realizado de acordo com a configuração definida do sistema fotovoltaico, tendo em conta tratar-se de uma instalação monofásica, sendo selecionados cabos de cobre. Os cabos necessários para o sistema fotovoltaico são o cabo de fileira DC que liga os módulos fotovoltaicos em série, o cabo principal DC que liga o painel fotovoltaico ao inversor, o cabo secundário DC que liga o painel fotovoltaico ao regulador de carga e ao banco de baterias e o cabo do ramal AC que liga o inversor à rede recetora.

A secção transversal, as perdas nas linhas e da eficiência da cablagem são determinadas através das equações (2.53), (2.55) e (4.37), tendo em consideração a potência e a tensão dos equipamentos, cujos resultados apresentam-se na Tabela 26.

Tabela 26 - Resultados do dimensionamento da cablagem para cada opção de projeto da UPAC com armazenamento de energia do setor doméstico.

UPAC	Tipos de Cabo	Cabo de Fileira DC	Cabo Secundário DC	Cabo Principal DC	Cabo do Ramal AC
<b>UPAC 1</b>	$l$ [m]	2,5	2	2	10
	$\Delta V$	1%	1%	1%	3%
	$S_{CAB}$ [mm <sup>2</sup> ]	6,0	1,5	6,0	4,0
	$P_L$ [W]	1,31	4,19	1,05	2,85
	$\eta_{CAB}$	99,17%			
<b>UPAC 2</b>	$l$ [m]	3	2	2	10
	$\Delta V$	1%	1%	1%	3%
	$S_{CAB}$ [mm <sup>2</sup> ]	6,0	1,5	6,0	4,0
	$P_L$ [W]	1,57	4,19	1,05	2,85
	$\eta_{CAB}$	99,29%			
<b>UPAC 3</b>	$l$ [m]	3,5	2	2	10
	$\Delta V$	1%	1%	1%	3%
	$S_{CAB}$ [mm <sup>2</sup> ]	6,0	10	6,0	4,0
	$P_L$ [W]	7,33	13,88	1,05	2,85
	$\eta_{CAB}$	99,37%			

O dimensionamento do banco de baterias é feito de forma a privilegiar ciclos diários de carga/descarga, no qual as baterias carregam nos instantes em que a produção fotovoltaica excede o consumo energético e descarregam nos instantes em que a produção fotovoltaica é inferior às necessidades energéticas de consumo das instalações. Os ciclos de carga/descarga são realizados de forma contínua, assumindo-se para o efeito um comportamento de descarga linear.

O banco de baterias é dimensionado de acordo com uma análise prévia do consumo médio diário de energia da unidade de produção proveniente da rede elétrica. De forma a se privilegiarem ciclos diários de carga/descarga, atribui-se como necessidades energéticas de armazenamento metade do respetivo consumo proveniente da rede elétrica.

A capacidade mínima do banco de baterias (Tabela 27) calcula-se através da equação (4.39), para a qual se delimitou uma tensão de funcionamento de 36 V e uma profundidade de descarga de 60%, garantindo desta forma um maior tempo de vida das baterias. A eficiência das baterias assumiu-se de 84%, uma vez que se vai projetar um banco de baterias de chumbo-ácido. A eficiência total do sistema de armazenamento calcula-se a partir da expressão (4.40).

Tabela 27 - Resultados obtidos para a capacidade mínima do banco de baterias para cada opção de projeto da UPAC com armazenamento de energia do setor doméstico.

UPAC	UPAC 1	UPAC 2	UPAC 3
<b>Consumo Elétrico RESP [kWh/dia]</b>	4,03	3,97	3,93
<b><math>E_{armazenamento}</math> [kWh]</b>	2,02	1,99	1,97
<b><math>\eta_{armazenamento}</math></b>	78,56%	78,65%	78,72%
<b><math>C</math> [Ah]</b>	118,88	116,95	115,58

Uma vez definida a tensão de funcionamento de 36 V, são necessárias três baterias de 12 V ligadas em série. De forma a preencher os requisitos de capacidade, foi selecionado o modelo *Classic EnerSol 50* da *Exide*, cujas características são estabelecidas pelos fabricantes e encontram-se representadas na Tabela 28.

Tabela 28 - Características da bateria *Classic EnerSol 50* da *Exide*. (FFSolar).

<i>Classic EnerSol 50</i>	
$C_n$ [Ah]	53
$V_{DC}$ [V]	12
$I_{BAT}$ [A]	0,44

O sistema de armazenamento é então composto por três baterias ligadas em série, constituindo uma capacidade nominal de 159 Ah. O banco de baterias adequa-se para ambas as unidades de produção fotovoltaica em análise, cuja energia útil disponível encontra-se na Tabela 29 e obtém-se a partir da equação (4.41).

Tabela 29 - Resultados obtidos para a energia útil disponível para armazenamento de cada opção de projeto da UPAC com armazenamento de energia do setor doméstico.

UPAC	$E_{\text{útil}}$ [kWh]
<b>UPAC 1</b>	2,698
<b>UPAC 2</b>	2,701
<b>UPAC 3</b>	2,703

Tendo em consideração as características do painel fotovoltaico e do banco de baterias, selecionou-se para regulador de carga o modelo *TriStar MPPT 600 V* da *Morningstar*, cujas características são disponibilizadas pelo fabricante e encontram-se na Tabela 30.

Tabela 30 - Características do regulador de carga *TriStar MPPT 600 V* (Morningstar).

<i>TriStar MPPT 600 V</i>	
$V_{OC_{max}}$ [V]	600
$V_{OC}$ [V]	100-525
$V_{DC}$ [V]	16-72
$I_{max_{PV}}$ [A]	15
$I_{max_{BAT}}$ [A]	60
$P_{max_{PV}}$ [W]	3200
$\eta_{RC}$	97,90%

## 5.4.2 Produção distribuída fotovoltaica

Após o dimensionamento do sistema fotovoltaico, a produção de energia elétrica é estimada através da equação (4.42). A eficiência total das unidades de produção fotovoltaica engloba as eficiências parciais dos equipamentos que as constituem, através da expressão (4.43). Uma vez que as unidades de produção fotovoltaica em análise são constituídas pelos mesmos componentes, a eficiência da cablagem (Tabela 26) é a única que difere nas opções de projeto, no entanto apresenta pouco impacto no resultado da eficiência total do sistema, conforme apresentado na Tabela 31. A eficiência do painel fotovoltaico tendo em consideração um desempenho médio dos módulos na produção anual de eletricidade é de 13,91%.

Tabela 31 - Eficiência do sistema fotovoltaico para cada opção de projeto da UPAC com armazenamento de energia do setor doméstico.

UPAC	$\eta_{UPAC}$
<b>UPAC 1</b>	12,74%
<b>UPAC 2</b>	12,75%
<b>UPAC 3</b>	12,76%

Para cada opção da UPAC em análise, verifica-se na Fig. 69 a variação mensal produção fotovoltaica. A distribuição anual da energia elétrica da instalação para cada opção está representada na Tabela 32. Os valores estimados são referentes ao primeiro ano de exploração das UPAC's.

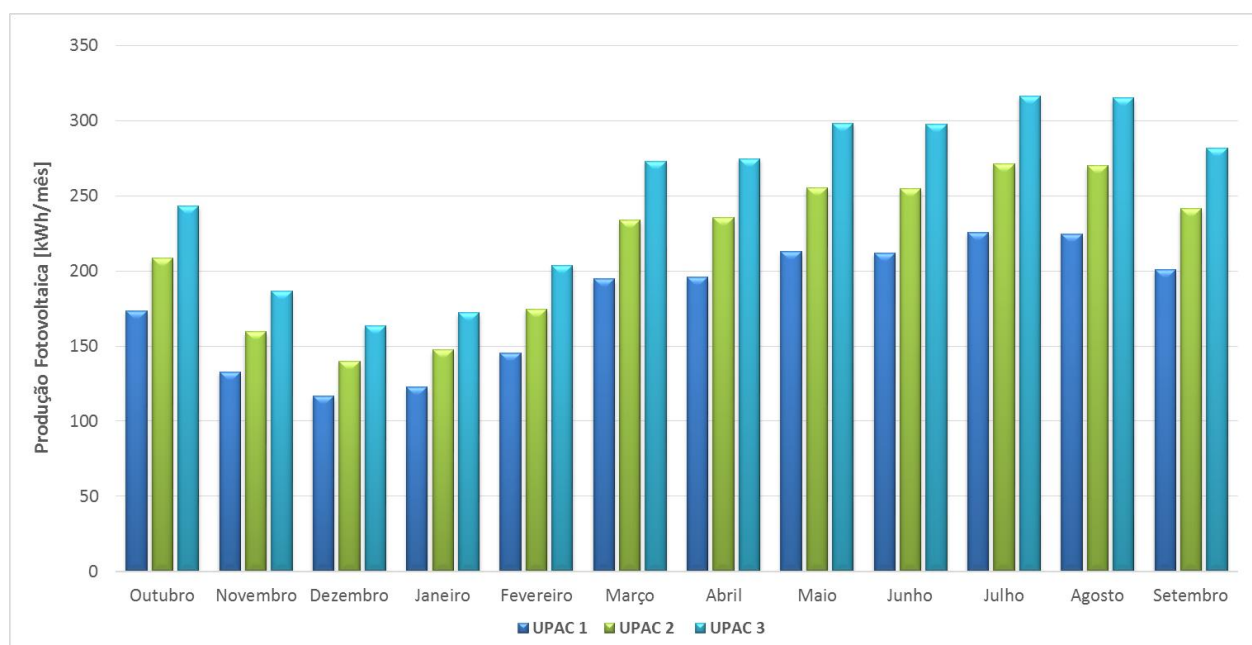


Fig. 69 - Variação mensal da produção fotovoltaica para o primeiro ano de exploração das opções de projeto da UPAC com armazenamento de energia do setor doméstico.

Tabela 32 - Resultados obtidos para a produção distribuída fotovoltaica com armazenamento de energia do setor doméstico no primeiro ano de exploração.

UPAC	Consumo Total de Eletricidade [kWh/ano]	$P_{UPAC}$ [W]	$P_{ligação}$ [W]	Produção Fotovoltaica [kWh/ano]	Autoconsumo [kWh/ano]	Consumo de Eletricidade da RESP [kWh/ano]	Injeção de Eletricidade na RESP [kWh/ano]
<b>UPAC 1</b>	2.542,36	1113,47	1300	2.157,46	1.833,71	708,64	329,01
<b>UPAC 2</b>	2.542,36	1360,16	1300	2.592,06	1.936,04	606,32	660,15
<b>UPAC 3</b>	2.542,36	1586,86	1300	3.026,64	1.997,11	545,25	1.030,61

Aplicando as tarifas de consumo e de venda de eletricidade, a Tabela 33 apresenta a discriminação da fatura energética anual para as opções em análise. A receita bruta é calculada tendo em conta o custo associado ao consumo de eletricidade sem a implementação da unidade produtora de 617,04 €.



Tabela 33 - Discriminação da fatura energética no primeiro ano de exploração relativa às opções de projeto da UPAC com armazenamento de energia do setor doméstico.

UPAC	Consumo de Eletricidade da RESP [€/ano]	Injeção de Eletricidade na RESP [€/ano]	Receita Bruta [€/ano]
<b>UPAC 1</b>	240,55 €	15,21 €	391,70 €
<b>UPAC 2</b>	219,94 €	30,40 €	427,51 €
<b>UPAC 3</b>	208,04 €	47,34 €	456,34 €

### 5.4.3 Avaliação económica

Para efetuar a avaliação económica deste projeto considera-se o orçamento das unidades produtoras em análise, discriminado nas tabelas abaixo. O preço dos equipamentos foram adquiridos em tabelas de revendedores (FFSolar) (Morningstar).

Tabela 34 - Orçamento discriminado para o sistema fotovoltaico da UPAC 1 com armazenamento de energia do setor doméstico.

UPAC 1	Custo
5 Módulos <i>Sunmodule Plus SW 250 poly</i>	1.414,50 €
1 Inversor <i>SMA Sunny Boy 1300TL</i>	1.086,84 €
3 Baterias <i>Exide Classic EnerSol 50</i>	381,47 €
1 Regulador de Carga <i>Morningstar TriStar MPPT 600 V</i>	1.087,59 €
Instalação e Outros Equipamentos	595,56 €
<b>Total</b>	<b>4.565,96 €</b>

Tabela 35 - Orçamento discriminado para o sistema fotovoltaico da UPAC 2 com armazenamento de energia do setor doméstico.

UPAC 2	Custo
6 Módulos <i>Sunmodule Plus SW 250 poly</i>	1.697,40 €
1 Inversor <i>SMA Sunny Boy 1300TL</i>	1.086,84 €
3 Baterias <i>Exide Classic EnerSol 50</i>	381,47 €
1 Regulador de Carga <i>Morningstar TriStar MPPT 600 V</i>	1.087,59 €
Instalação e Outros Equipamentos	638,00 €
<b>Total</b>	<b>4.891,30 €</b>

Tabela 36 - Orçamento discriminado para o sistema fotovoltaico da UPAC 3 com armazenamento de energia do setor doméstico.

UPAC 3	Custo
7 Módulos <i>Sunmodule Plus SW 250 poly</i>	1.980,30 €
1 Inversor <i>SMA Sunny Boy 1300TL</i>	1.086,84 €
3 Baterias <i>Exide Classic EnerSol 50</i>	381,47 €
1 Regulador de Carga <i>Morningstar TriStar MPPT 600 V</i>	1.087,59 €
Instalação e Outros Equipamentos	680,43 €
<b>Total</b>	<b>5.216,63 €</b>

O investimento inicial acresce das taxas de registo e inspeção necessárias para a exploração da UPAC, que dependem da potência instalada. Na Tabela 37 encontram-se representados os custos do capital para as opções em análise.

Tabela 37 - Custo do capital para os projetos em análise da UPAC com armazenamento de energia do setor doméstico.

UPAC	UPAC 1	UPAC 2	UPAC 3
Custo do Sistema Fotovoltaico	4.565,96 €	4.891,30 €	5.216,63 €
Taxa de Registo	30 €	30 €	100 €
Taxa de Inspeção	6 €	6 €	20 €
<b>Investimento Inicial</b>	<b>4.601,96 €</b>	<b>4.927,30 €</b>	<b>5.336,63 €</b>

Os custos operacionais consistem nos custos estimados para a UPAC ao longo do seu tempo de concessão e englobam os custos de operação e manutenção, os custos de substituição de equipamento e os custos de inspeção periódica. Estes últimos apenas se aplicam à opção de projeto UPAC 3, com uma periodicidade de 10 anos, uma vez que a potência instalada é superior a 1,5 kW. A Tabela 38 representa os custos operacionais anuais para os projetos em análise. A periodicidade dos custos de operação e manutenção é anual. Relativamente à substituição do equipamento, atribui-se um tempo de vida útil de 10 anos para o banco de baterias e de 15 anos para o inversor do sistema fotovoltaico.

Tabela 38 - Custos operacionais anuais sem atualização para os projetos em análise da UPAC com armazenamento de energia do setor doméstico.

UPAC	Periodicidade [Anos]	UPAC 1	UPAC 2	UPAC 3
<b>Custo de Operação e Manutenção</b>	1	46,02 €	49,27 €	53,37 €
<b>Custo de Inspeção Periódica</b>	10	-	-	20 €
<b>Custo de Substituição do Banco de Baterias</b>	10	152,19 € (10º ano)	114,44 € (19º ano)	
<b>Custo de Substituição do Inversor</b>	15	652,10 €		

A produção fotovoltaica é estimada para um período de exploração das UPAC's de 25 anos (Fig. 70), tendo em conta a regressão linear da performance dos painéis fotovoltaicos de 0,7% por ano. O gráfico indica os valores estimados para a produção de energia elétrica ao longo do período de exploração, bem como a eletricidade produzida no primeiro e último ano de exploração.

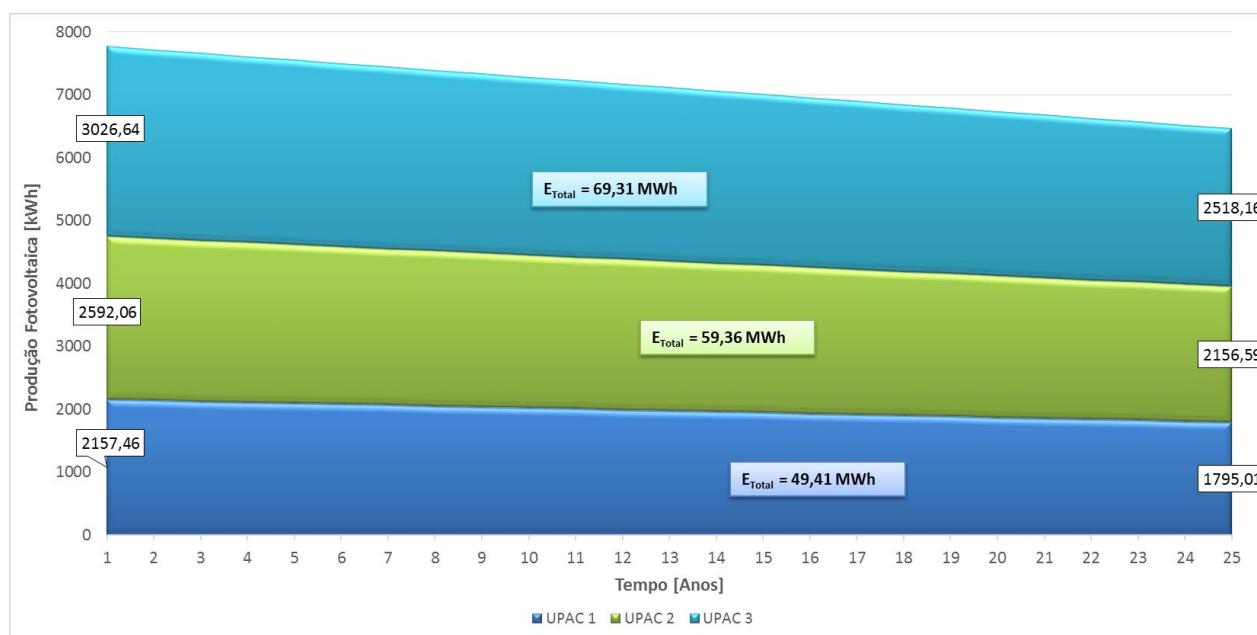


Fig. 70 - Produção fotovoltaica ao longo do período de exploração dos projetos em análise da UPAC com armazenamento de energia do setor doméstico.

Considerando o aproveitamento energético das unidades de produção fotovoltaica para autoconsumo, bem como os respetivos custos associados, obtém-se no gráfico da Fig. 71 o fluxo monetário total atualizado das opções de projeto em análise.

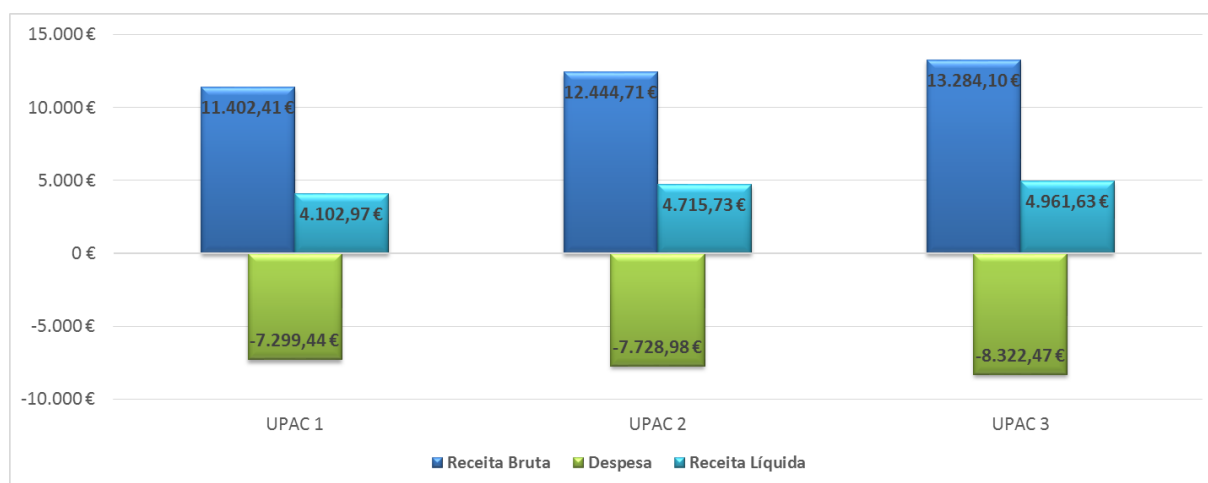


Fig. 71 - Fluxo monetário total atualizado para os projetos em análise da UPAC com armazenamento de energia do setor doméstico.

Considerando o fluxo monetário atualizado ao longo do tempo de exploração das unidades produtoras fotovoltaicas para autoconsumo, obtém-se na Tabela 39 os indicadores económicos dos projetos em análise.

Tabela 39 - Indicadores económicos para os projetos em análise da UPAC com armazenamento de energia do setor doméstico.

UPAC	UPAC 1	UPAC 2	UPAC 3
$P_{UPAC}$ [W]	1113,47	1360,16	1586,86
$P_{ligação}$ [W]	1300	1300	1300
<i>Payback Time</i> [Anos]	13,22	12,77	12,96
TIR	5,56%	5,89%	5,74%
VAL	264,62 €	453,42 €	407,16 €

Através da visualização dos indicadores económicos, conclui-se que UPAC 2 consiste na opção de projeto com armazenamento de energia otimizada para a instalação doméstica. No entanto este projeto apresenta índices económicos pouco interessantes em termos de viabilidade de implementação, com um elevado retorno de investimento de 12,77 anos e uma TIR de 5,89%.

### 5.5 Análise das unidades de produção fotovoltaica otimizadas

Nesta secção discute-se e analisa-se os projetos de maior rentabilidade em termos económicos sem e com armazenamento de energia. Como concluído nas secções acima, trata-se dos projetos UPAC 1 sem armazenamento de energia e da UPAC 2 com armazenamento de energia, com um período de retorno do investimento de 7,96 anos e 12,77 anos, respetivamente. Os indicadores económicos dos projetos otimizados da UPAC encontram-se na Tabela 40. Como tal, verifica-se uma grande discrepância em termos económicos entre as opções sem e com armazenamento de energia, sendo que para esta última, a implementação do projeto não se torna interessante no ponto de vista económico, sucedendo-se a inviabilidade da realização desse projeto. No entanto, há que ter ainda em consideração que se tratam de projetos com ordens de potência discrepantes, sendo que para o caso de estudo do setor doméstico e de acordo com os preços correntes, as necessidades de consumo elétrico da habitação não justifiquem os benefícios da integração da componente de armazenamento de energia.

Tabela 40 - Indicadores económicos para os projetos otimizados da UPAC do setor doméstico.

UPAC	UPAC sem Armazenamento de Energia	UPAC com Armazenamento de Energia
$P_{UPAC}$ [W]	453,39	1360,16
$P_{ligação}$ [W]	480	1300
<i>Payback Time</i> [Anos]	7,96	12,77
TIR	11,61%	5,89%
VAL	1.037,28 €	453,42 €
Receita Bruta [€/ano]	180,78 €	427,51 €

Para melhor perceção desta discrepância de resultados, as Fig. 72 e Fig. 73 representam a repartição dos custos necessários para o investimento inicial de ambos os projetos. O investimento inicial da unidade produtora dotada de um sistema de armazenamento de energia excede em 3,6 vezes o investimento inicial necessário para uma unidade produtora sem essa capacidade.

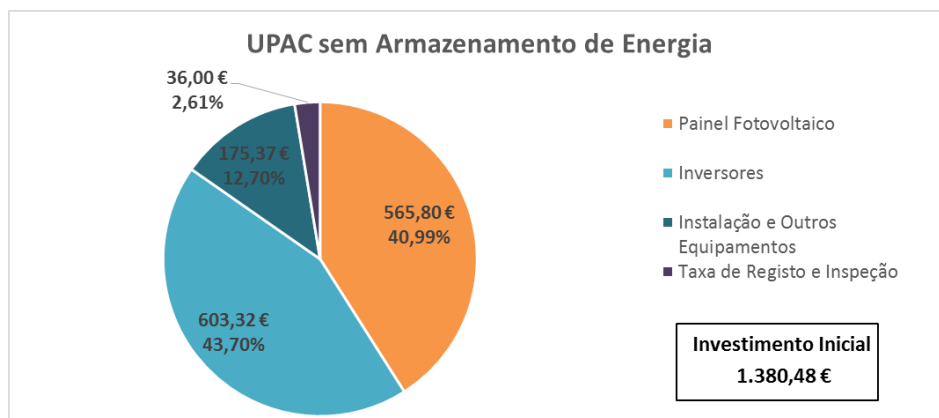


Fig. 72 - Distribuição dos custos integrantes do investimento inicial para a UPAC sem armazenamento de energia do setor doméstico.

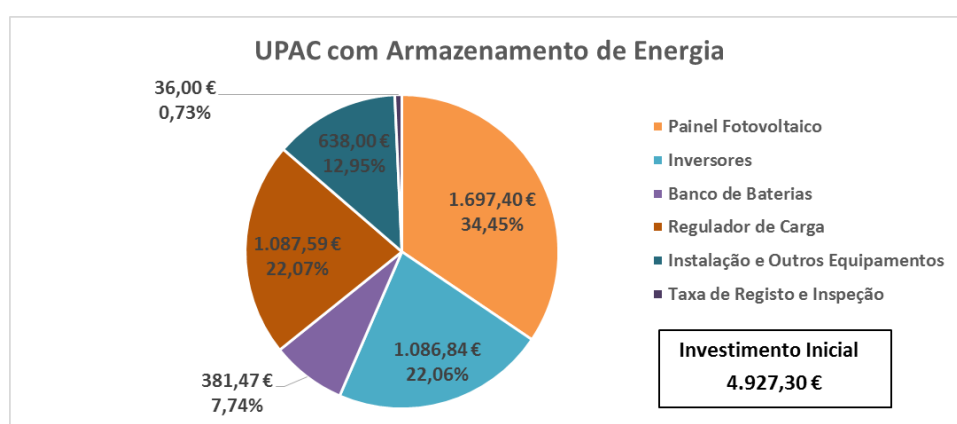


Fig. 73 - Distribuição dos custos integrantes do investimento inicial para a UPAC com armazenamento de energia do setor doméstico.

A principal diferença deve-se ao facto de o projeto com capacidade de armazenamento um sistema de maior potência, influenciando desta forma o custo do painel fotovoltaico e dos inversores. Com o acréscimo dos equipamentos necessários para o sistema de armazenamento, com principal destaque para o custo do regulador de carga. Tal deve-se ao facto de as necessidades de consumo doméstico não exigirem uma grande capacidade de armazenamento, sendo um dos motivos pelo qual este projeto se torna desinteressante e se conclui ser inviável.

No entanto, sob o ponto de vista energético, consegue-se verificar os benefícios da integração de um sistema com armazenamento de energia, em termos de redução o consumo proveniente da rede elétrica e, consequentemente, incentivando o autoconsumo. Através dos gráficos das Fig. 74 e Fig. 75 verifica-se a distribuição mensal do consumo doméstico com a integração dos diferentes projetos para a UPAC.

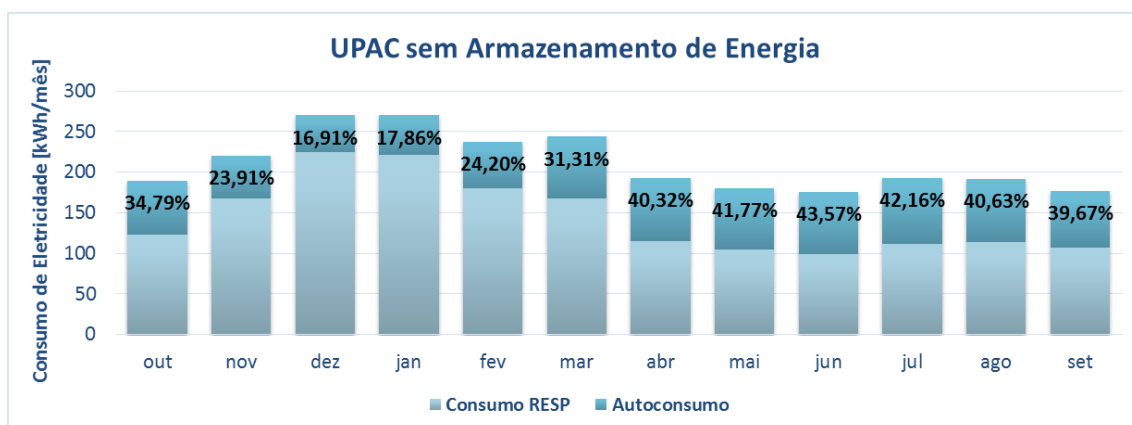


Fig. 74 – Distribuição mensal do consumo elétrico do setor doméstico com a implementação da UPAC sem armazenamento de energia.

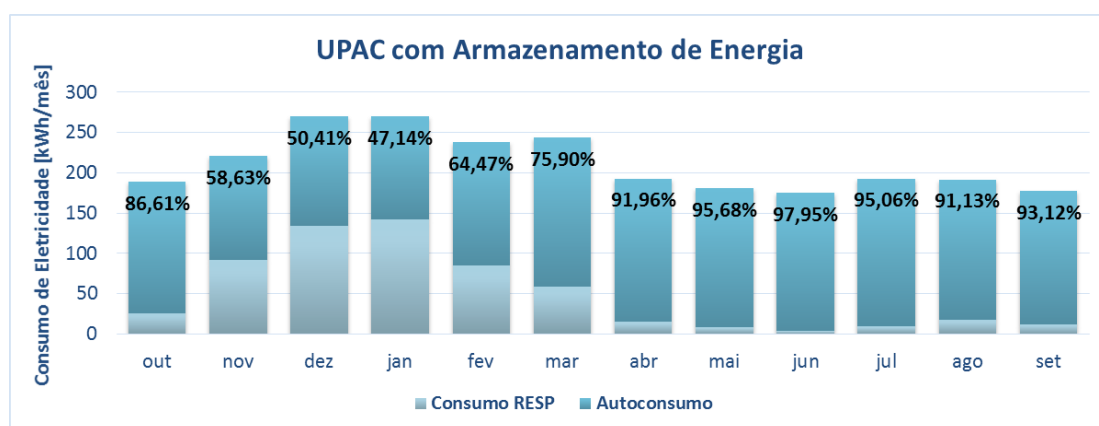


Fig. 75 – Distribuição mensal do consumo elétrico do setor doméstico com a implementação da UPAC com armazenamento de energia.

Através da análise dos gráficos das Fig. 74 e Fig. 75 verifica-se o impacto que a integração do sistema de armazenamento tem em termos de fomentar o autoconsumo das instalações. Nos meses de maior potencial solar, a unidade de habitação consegue assumir um perfil praticamente autossuficiente, o que não acontece com a implementação do projeto sem armazenamento de energia, que no máximo não chega a suprir 50% das necessidades do consumo de eletricidade.

Numa escala diária, as Fig. 76 e Fig. 77 representam os diagramas de produção e consumo elétrico da habitação para as unidades de produção em autoconsumo sem e com sistema de armazenamento de energia, respetivamente. Os diagramas das diferentes unidades de produção para autoconsumo incidem no mesmo dia, referente ao mês de abril, para o qual se registou de um consumo elétrico médio.

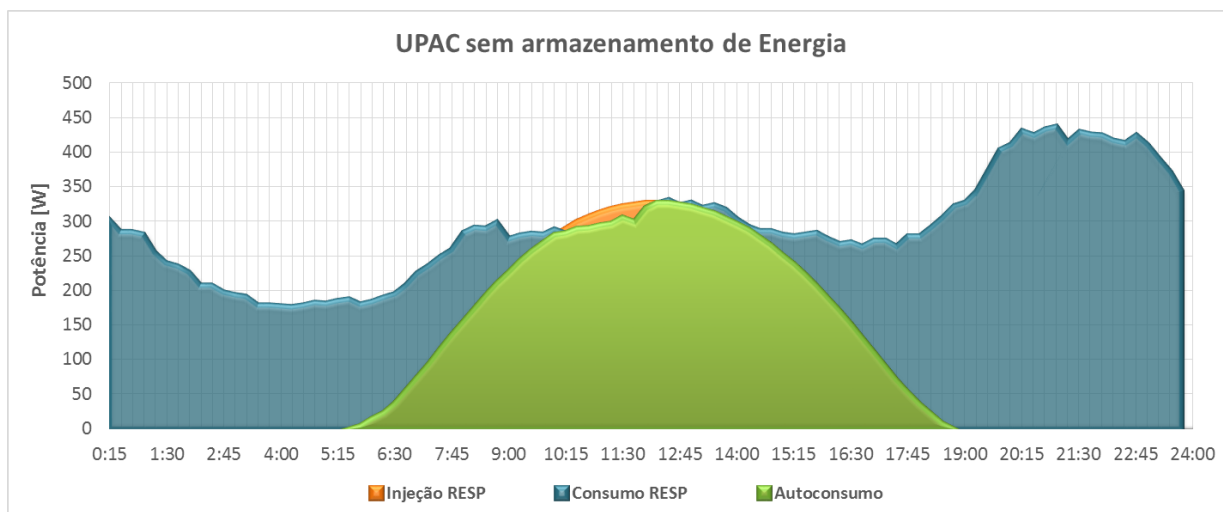


Fig. 76 – Diagrama de produção e consumo do setor doméstico com a implementação da UPAC sem armazenamento de energia.

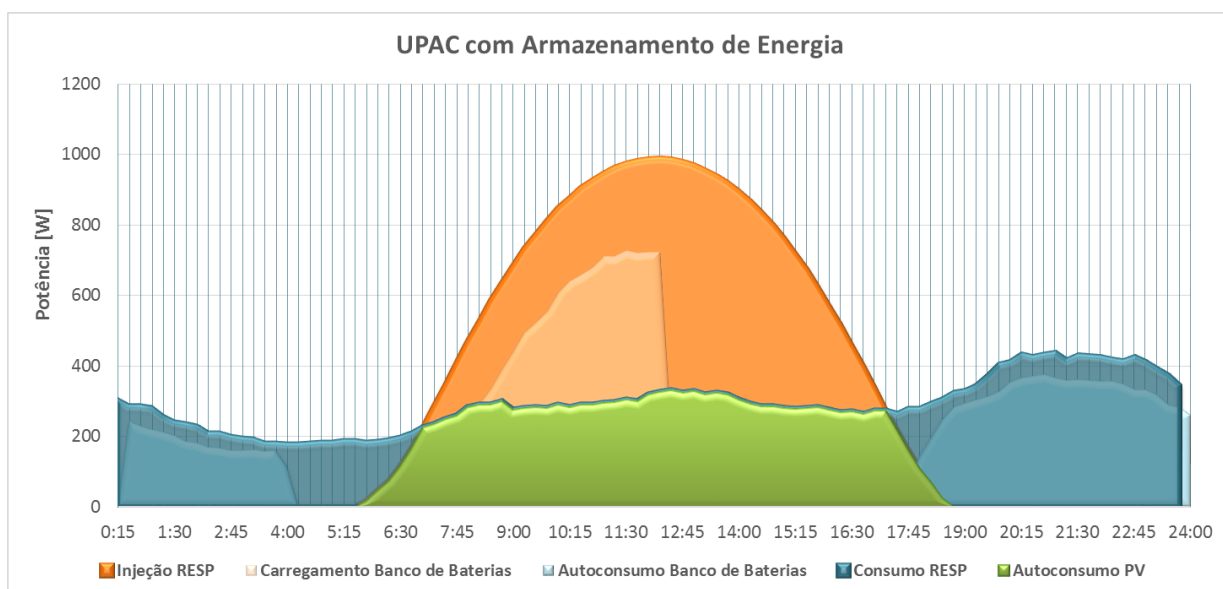


Fig. 77 - Diagrama de produção e consumo do setor doméstico com a implementação da UPAC com armazenamento de energia.

Com a análise dos diagramas de produção e consumo da habitação para os diferentes projetos, verifica-se que o acréscimo do sistema de armazenamento de energia, embora potencialize o autoconsumo, proporciona ainda o aumento significativo da injeção de eletricidade na rede.

Numa perspetiva anual, as Fig. 78 e Fig. 79 representam a distribuição do consumo de energia para ambos os projetos otimizados, através das quais se verifica um aumento no autoconsumo de 45% para a UPAC com armazenamento de energia.

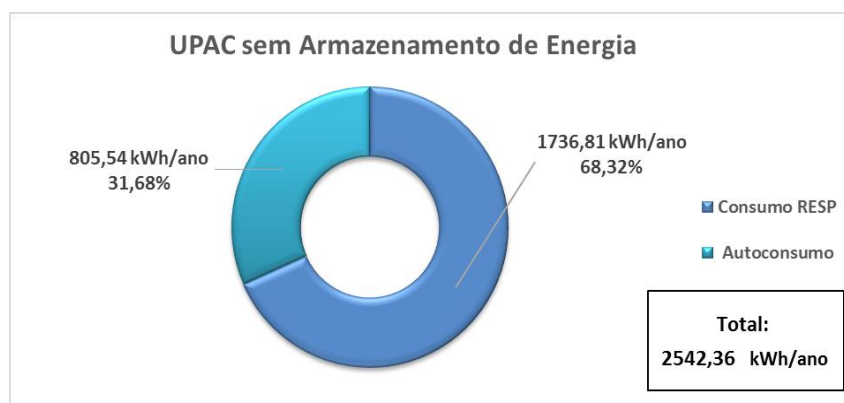


Fig. 78 – Distribuição anual do consumo elétrico do setor doméstico com a implementação da UPAC sem armazenamento de energia.

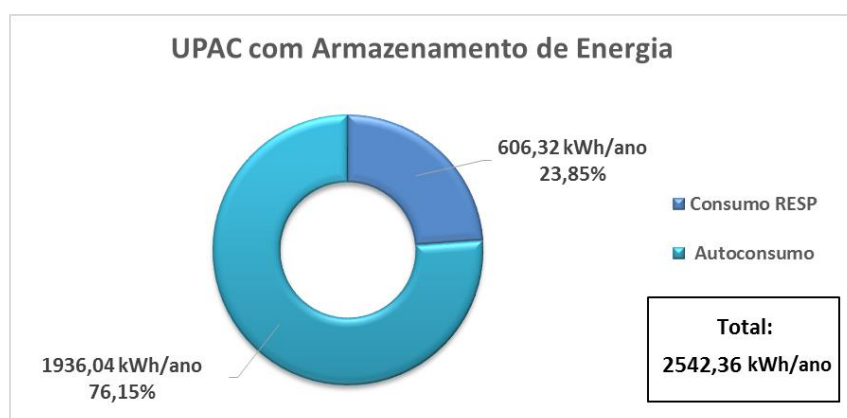


Fig. 79 - Distribuição anual do consumo elétrico do setor doméstico com a implementação da UPAC com armazenamento de energia.

A Fig. 80 representa a variação do consumo proveniente da rede elétrica para o caso sem inclusão da UPAC, e para os casos de integração da UPAC sem armazenamento de energia e com armazenamento de energia, respetivamente. Consegue-se, desta forma, verificar uma diferença significativa no consumo energético da rede elétrica entre os projetos, sendo do ponto de vista energético interessante a integração de uma unidade produtora com capacidade de armazenamento de energia, tornando desta forma a habitação energeticamente mais independente.

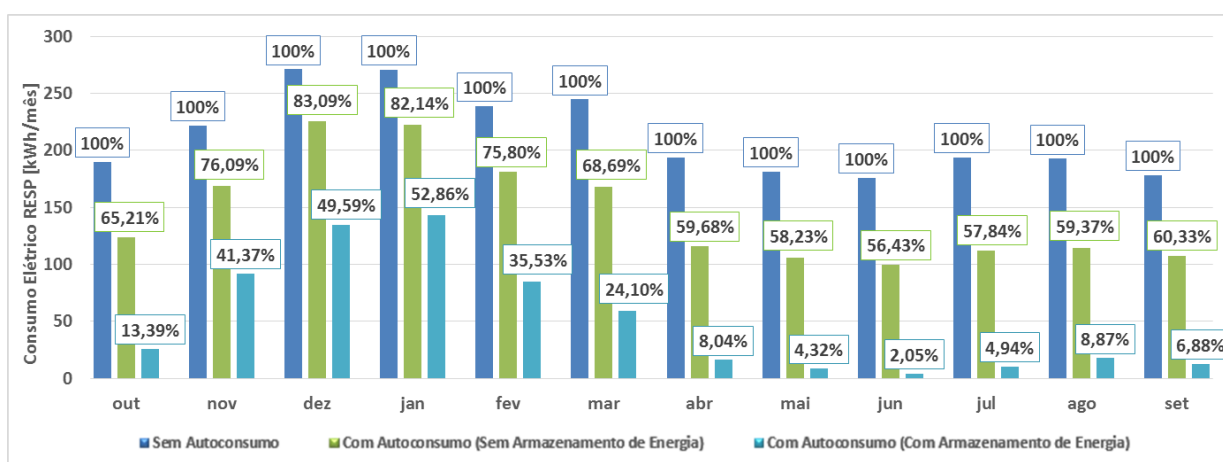


Fig. 80 - Variação do consumo elétrico proveniente da RESP para o caso de estudo do setor doméstico.



Englobando todo o fluxo de eletricidade abrangente nos projetos, as Fig. 81 e Fig. 82 representam a variação mensal da eletricidade consumida e produzida pela unidade de produção fotovoltaica, sem e com armazenamento de energia, respetivamente.

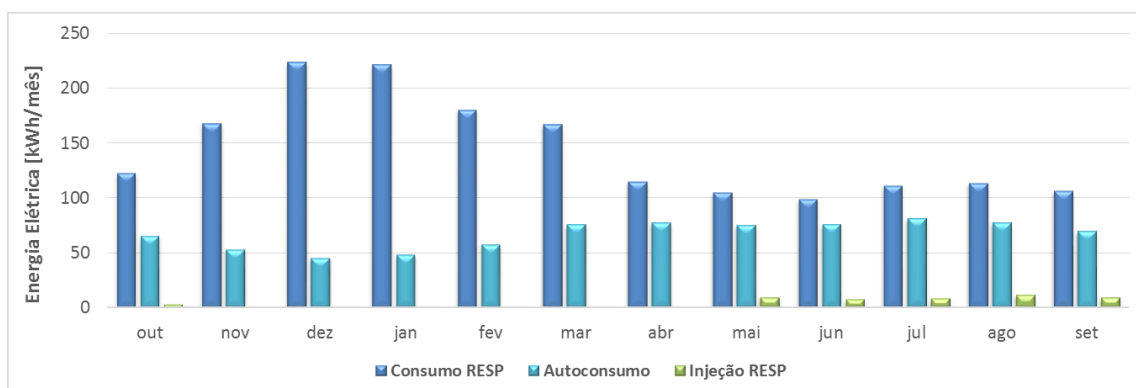


Fig. 81 - Variação mensal do fluxo de eletricidade relativo à UPAC sem armazenamento de energia do setor doméstico.

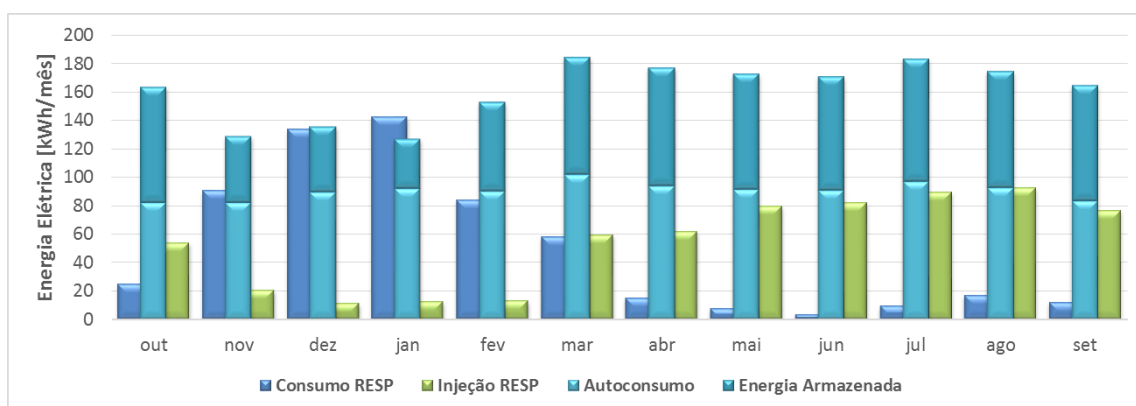


Fig. 82 - Variação mensal do fluxo de eletricidade relativo à UPAC com armazenamento de energia do setor doméstico.

Uma vez que a UPAC com armazenamento de energia envolve um projeto com uma maior potência instalada e, consequentemente de maior produção fotovoltaica, para além de garantir quase o dobro do autoconsumo relativamente à UPAC sem armazenamento de energia, vai também causar um maior excedente energético relativamente ao consumo das instalações domésticas sendo, desta forma, injetada uma maior quantidade de energia elétrica na rede. Tal deve-se ao facto de se registar um excesso na produção fotovoltaica quando as baterias estão na fase de descarregamento. Em contrapartida, o projeto da UPAC sem armazenamento de energia tem um excedente elétrico muito mais reduzido, uma vez que o dimensionamento fotovoltaico foi efetuado exclusivamente para suprir o consumo elétrico da habitação.

Numa perspetiva anual, as Fig. 83 e Fig. 84 representam a distribuição da produção fotovoltaica para ambos os projetos otimizados, através das quais se verifica um acréscimo de 20% da quantidade de energia injetada na rede elétrica da UPAC com armazenamento de energia relativamente à UPAC sem armazenamento de energia.

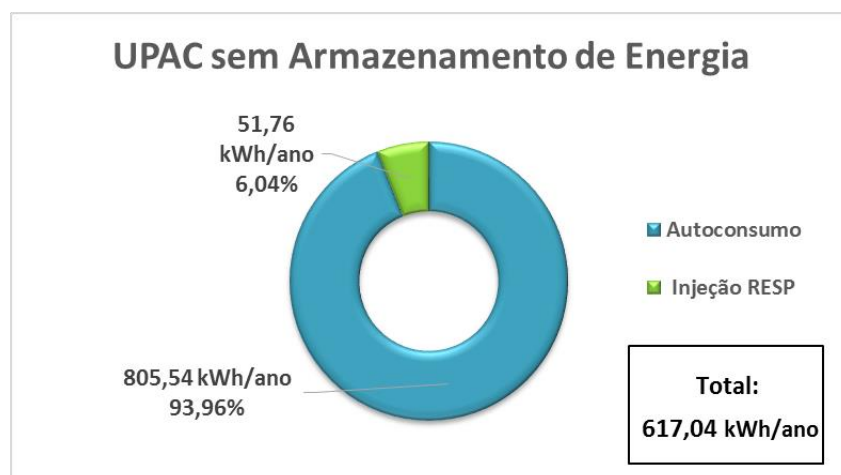


Fig. 83 - Distribuição anual da produção fotovoltaica para a UPAC sem armazenamento de energia do setor doméstico.

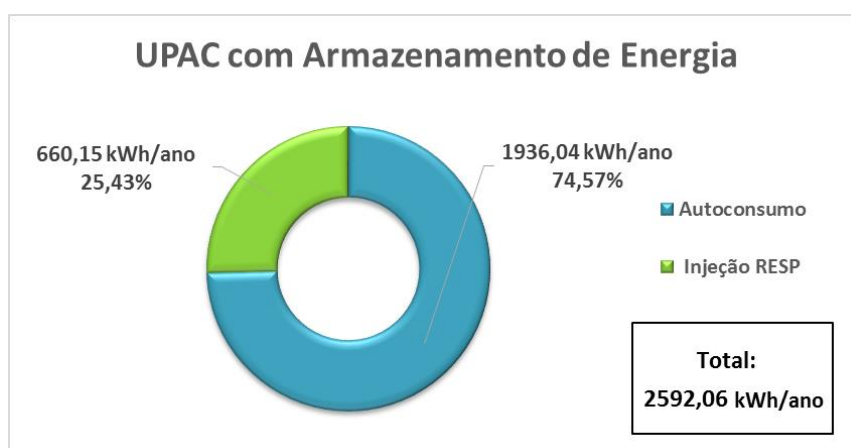


Fig. 84 - Distribuição anual da produção fotovoltaica para a UPAC com armazenamento de energia do setor doméstico.

Através desta análise comparativa entre os projetos da UPAC para o setor doméstico, conclui-se que a opção mais atrativa no mercado, mediante a aplicação da legislação atual e os preços correntes do mercado, consiste na implementação da UPAC sem armazenamento de energia.

## Capítulo 6 - Caso de estudo do setor industrial

O caso de estudo do setor industrial provém de dados concretos de uma instalação de agroindústria, localizada na freguesia da Lousa no concelho de Loures. Trata-se de um diagrama de carga obtido a partir de dados telecontados da fábrica, em intervalos regulares de 15 minutos, relativamente ao período de janeiro de 2014 a dezembro de 2014. Considera-se, para efeitos de projeto e análise da unidade de produção, o período de amostragem como ano típico de consumo de eletricidade da respetiva fábrica.

### 6.1 Perfil de consumo energético

A fábrica de agroindústria tem uma instalação elétrica trifásica, com uma potência contratada de 130 kW e 105 kW para a hora de ponta. Regista um consumo anual de 275,29 MWh, distribuídos ao longo do ano conforme o perfil de consumo apresentado na Fig. 85. No gráfico, as barras representam o consumo de energia elétrica mensal e as linhas assumem o perfil do consumo energético diário e a respetiva média ao longo de um ano.

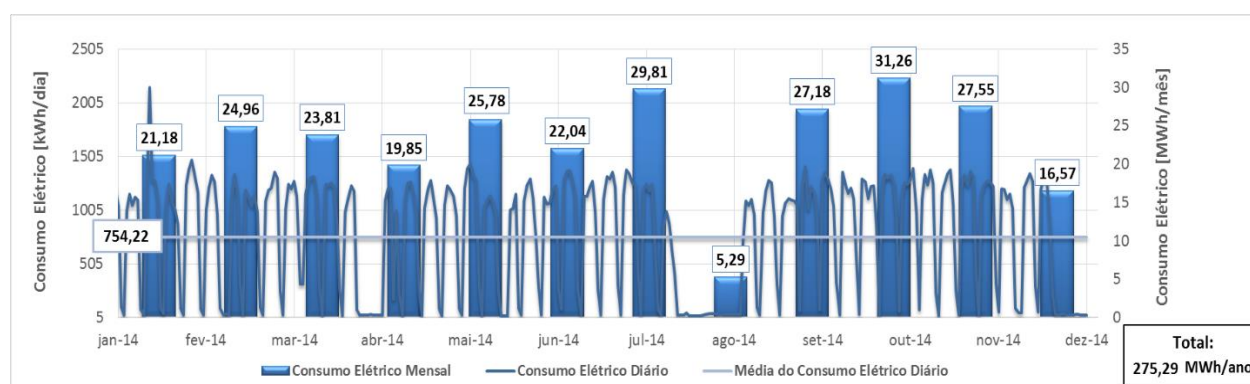


Fig. 85 - Variação do consumo industrial de energia elétrica no período de amostragem correspondente a um ano típico.

A fábrica apresenta várias oscilações no seu consumo elétrico diário, uma vez que apenas se encontra em funcionamento pleno nos dias úteis, verificando-se ainda um decréscimo significativo no consumo de eletricidade no mês de agosto, indicando eventual encerramento das atividades laborais por motivos de férias. Tendo em consideração o perfil de consumo elétrico, as instalações registam um consumo médio diário de 754,22 kWh.

Relativamente à faturação da energia elétrica consumida, aplicam-se as tarifas transitórias de venda a clientes finais em média tensão, de longas utilizações, que variam com os períodos trimestrais do ano, conforme indicado na Tabela 41. Estas tarifas são estabelecidas pela diretiva nº 15/2014 da ERSE.

Tabela 41 - Tarifa transitória de venda a clientes finais em MT de longas utilizações (ERSE 2014).

Tarifa de Energia Ativa [€/kWh]		
Período Horário	Período I, IV	Período II, III
<b>Horas de Ponta (HP)</b>	0,1335 €	0,1364 €
<b>Horas Cheias (HC)</b>	0,1048 €	0,1070 €
<b>Horas de Vazio Normal (HV)</b>	0,0739 €	0,0765 €
<b>Horas de Super Vazio (HSV)</b>	0,0631 €	0,0703 €

As tarifas de venda a clientes finais em média tensão incluem uma parcela mensal fixa que engloba:

- Termo tarifário fixo – 46,28 €/mês
- Potência contratada – 1,516 €/kW
- Potência de horas de ponta – 9,920 €/kW

O que, tendo em consideração as potências da instalação industrial, perfaz um total de 1.284,96 €/mês relativos à parcela tarifária fixa. O período horário da instalação abrange o ciclo semanal opcional representado na Fig. 53, que difere com o período de hora legal de inverno e verão e de acordo com os dias da semana.

O gráfico da Fig. 86 exibe um diagrama de carga da instalação correspondente a um dia laboral representativo do universo da amostragem, com a respetiva delimitação do período horário de aplicação da tarifa de consumo elétrico. Verifica-se um aumento do consumo elétrico entre as 7h30 e as 17h30, correspondente às horas de ponta e cheia.

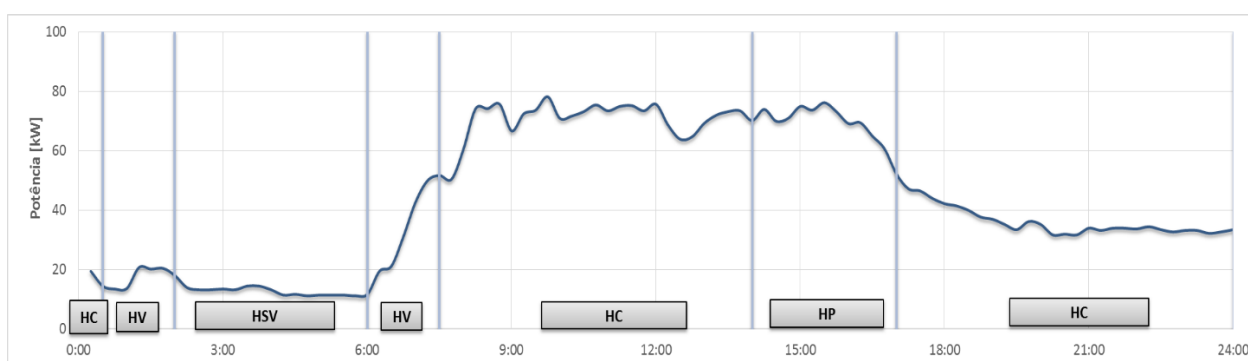


Fig. 86 – Diagrama de carga correspondente a um dia útil típico do consumo industrial de energia elétrica, no período de hora legal de verão.

No gráfico da Fig. 87 apresenta um diagrama de carga que descrimina a variação do consumo elétrico diário ao longo de uma semana típica de funcionamento industrial, traçando um perfil de consumo representativo do universo da amostragem.

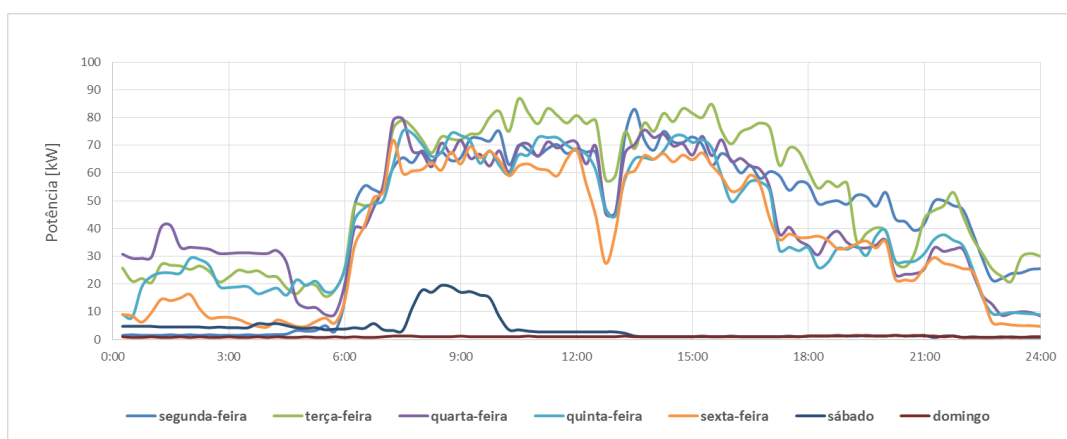


Fig. 87 - Diagrama de carga correspondente a uma semana típica do consumo industrial de energia elétrica.

Com a análise do gráfico da Fig. 87, verifica-se um padrão regular de consumo de eletricidade nos dias úteis e uma redução significativa nos dias não úteis, com particular ênfase do consumo de domingo.

Aplicando as tarifas reguladas, obtém-se a faturação de eletricidade, de acordo com a distribuição mensal representada na Fig. 88, com um custo anual de 43.919,32 €. Há que ter em consideração que,

uma vez tratando-se do setor industrial, não se contabiliza o IVA relativo às tarifas, uma vez que é um custo recuperável através do produto proveniente das instalações fabris.

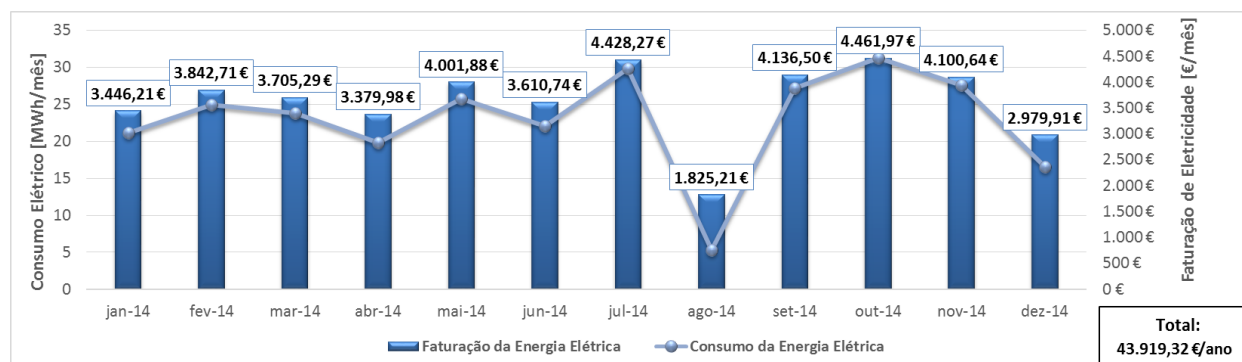


Fig. 88 - Faturação do consumo industrial mensal de energia elétrica ao longo de um ano típico.

Na análise do perfil anual de consumo elétrico das instalações industriais, denotou-se que apenas em ocasiões muito esporádicas, com uma ocorrência de 0,36%, é que a carga ultrapassa os 90 kW, com uma incidência mais frequente no período matinal. Concluiu-se que estaria relacionado com o ligar e desligar das máquinas laborais em períodos de maior consumo energético.

Com o objetivo de otimizar a utilização das instalações, considerou-se interessante abordar a hipótese de gestão do consumo, através da definição de um plano de manuseamento das máquinas, nomeadamente dos respetivos períodos de funcionamento e as horas em que se ligam e desligam os equipamentos.

Assim, facilmente se consegue reduzir a potência contratada para os 90 kW e, desta forma, reduzir a fatura de eletricidade, através da redução da tarifa fixa mensal. Consequentemente a tarifa mensal fixa passa dos 1.284,96 € para os 1.075,52 €, garantindo uma poupança mensal de 209,44 € o que perfaz 2.513,28 € ao fim de um ano de faturação da eletricidade. Esta gestão e redução da potência contratada é assumida na projeção e avaliação das unidades de produção para autoconsumo.

## 6.2 Exploração do recurso solar

As instalações fabris estão localizadas na freguesia da Lousa no concelho de Loures, assumindo as seguintes coordenadas geográficas:

- Latitude – 38°53'22" Norte;
- Longitude – 9°12'22" Oeste.

Através do *PVGIS*, obtém-se um ângulo ótimo de inclinação do painel fotovoltaico para o local de 33°, para o qual são extraídos os dados relativos à variação diária e mensal da temperatura ambiente e da radiação solar incidente. Os gráficos das Fig. 89 e Fig. 90 apresentam a variação mensal da temperatura e da radiação solar incidente, respetivamente.

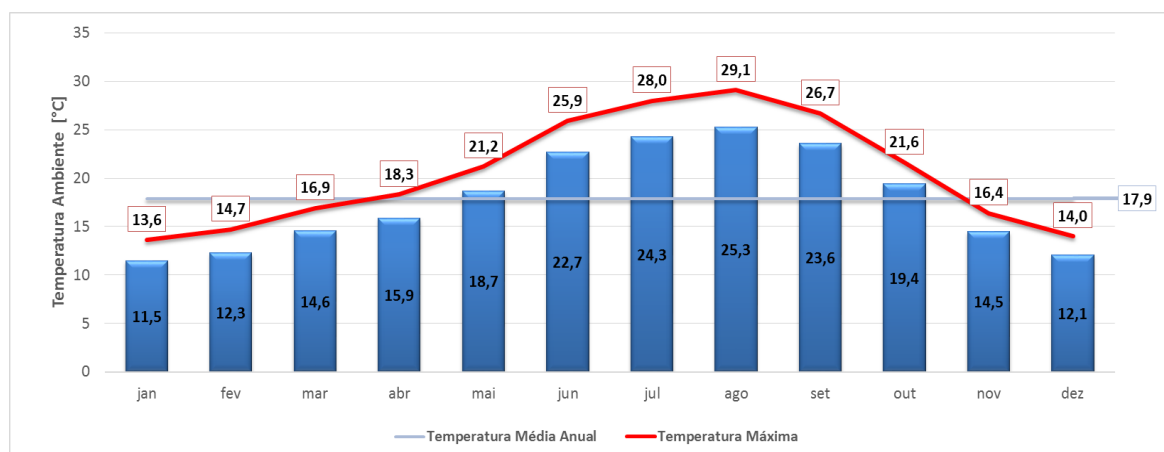


Fig. 89 - Variação mensal da temperatura ambiente média e máxima para a freguesia da Lousa.

O gráfico da Fig. 89 representa a temperatura ambiente média referente ao período diurno, atingindo o valor mínimo de 11,5°C em janeiro e o máximo de 25,3°C em agosto, sendo a temperatura média anual de 17,9°C. O gráfico representa ainda a temperatura máxima registada para cada mês, com o pico de 29,1°C atingidos no mês de agosto.

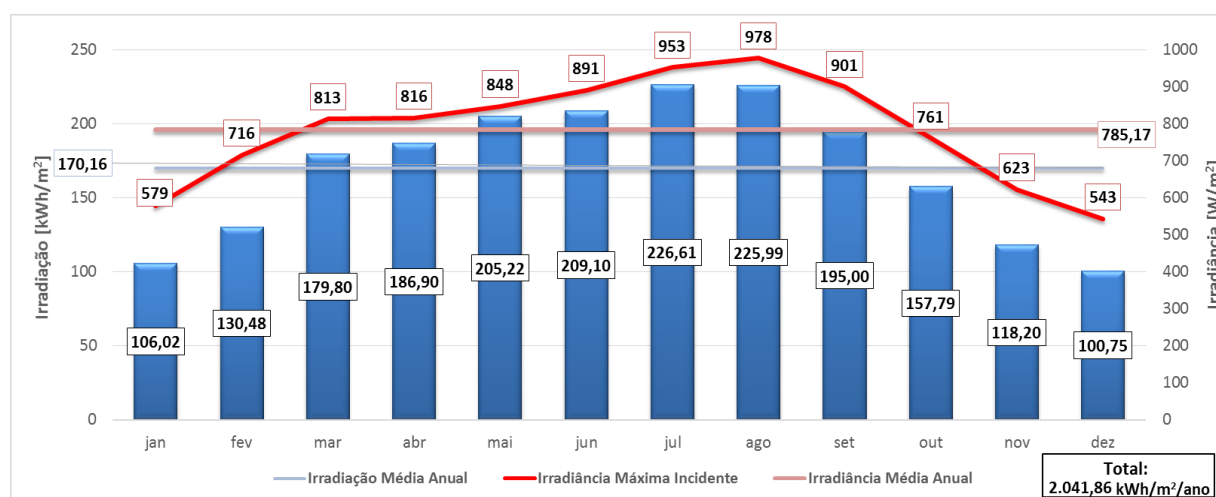


Fig. 90 - Irradiação global média mensal e irradiância máxima incidente sobre um plano inclinado de 33° na freguesia da Lousa.

O gráfico da Fig. 90 representa a variação mensal da radiação solar disponível, através dos valores da irradiação média e irradiância máxima incidente. O valor mensal mínimo da irradiação global disponível é atingido em dezembro e o valor máximo em agosto, 100,75 kWh/m² e 225,99 kWh/m², respetivamente. A irradiância máxima incidente varia entre os 543 W/m² e os 978 W/m², com uma média anual de 785,17 W/m². A irradiação global anual atinge os 2.041,86 kWh/m², o que equivale também ao número de horas solares pico por ano. A irradiação média anual atinge 170,16 kWh/m².

Através da observação dos gráficos das Fig. 89 e Fig. 90, consideram-se as condições climáticas para efeitos de dimensionamento do sistema fotovoltaico. Os valores máximos da irradiância e temperatura ambiente registam-se no mês de agosto com 978 W/m² e 29,1°C, respetivamente. Tendo em consideração o fator de segurança de 20%, o dimensionamento do sistema fotovoltaico é efetuado assumindo as seguintes condições nominais de operação:

- $G_i = 1173,60 \text{ W/m}^2$ ;
- $T_{amb} = 34,9^\circ\text{C}$ .

### 6.3 Unidade de produção fotovoltaica para autoconsumo sem armazenamento de energia

#### 6.3.1 Dimensionamento do sistema fotovoltaico

Para o dimensionamento do sistema fotovoltaico sem armazenamento de energia, foram analisadas três opções de aplicação na UPAC, com uma potência nominal entre os 9 kW e os 15 kW. O modelo dos módulos fotovoltaicos selecionado foi o *Sunmodule Plus SW 250 poly* da *SolarWorld*, cuja informação técnica disponibilizada pelo fabricante em condições STC está descrita na Tabela 8.

De acordo com as características térmicas do modelo dos módulos fotovoltaicos selecionado calcula-se a variação da temperatura das células fotovoltaicas através da equação (2.32), em função da variação da irradiância máxima incidente e da temperatura ambiente média do local. A representa a variação mensal da temperatura média e máxima das células que integram o módulo fotovoltaico.

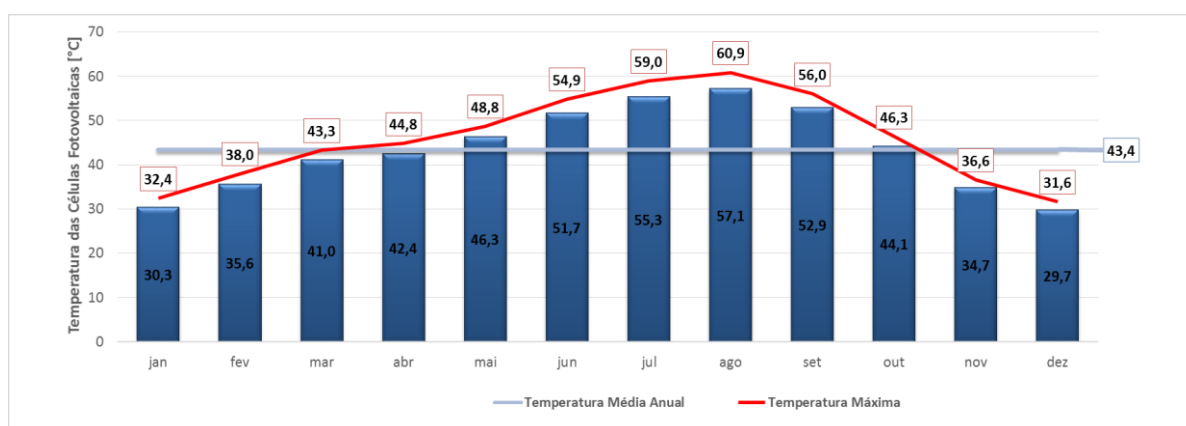


Fig. 91 - Variação da temperatura média e máxima das células que constituem os módulos fotovoltaicos na Lousa.

Através da análise da Fig. 91 constata-se novamente o afastamento do valor real da temperatura das células fotovoltaicas relativamente aos 25°C assumidos nas condições STC. Por norma a temperatura das células é significativamente superior, influenciando desta forma a produção fotovoltaica.

Para o local de instalação, valor médio anual da temperatura dos módulos fotovoltaicos ronda os 43,4°C, com uma temperatura ambiente de 17,9°C (Fig. 89) e uma irradiância máxima incidente de 785,17 W/m<sup>2</sup> (Fig. 90). O valor máximo da temperatura das células estima-se para o mês de agosto com 60,9°C, considerando uma irradiância máxima de 978 W/m<sup>2</sup> e uma temperatura ambiente de 29,1°C.

Para efeitos de dimensionamento do sistema fotovoltaico, representam-se na Tabela 42 as características elétricas do modelo selecionado dos módulos fotovoltaicos sob as condições nominais de operação pré-definidas, sob as quais a temperatura das células fotovoltaicas atinge 73,1°C.

Tabela 42 - Características elétricas dos módulos fotovoltaicos *Sunmodule Plus SW 250 poly* sob as condições nominais de operação na Lousa, com uma irradiância incidente de 1173,60 W/m<sup>2</sup> e uma temperatura ambiente de 34,9°C.

SW 250 poly	
$P_{max}$ [W <sub>p</sub> ]	234,31
$V_{OC}$ [V]	31,42
$V_{MPP}$ [V]	23,97
$I_{SC}$ [A]	10,74
$I_{MPP}$ [A]	9,77
$FF$	0,69
$\eta_{PV}$	11,91%

Considerando as potências nominais do painel fotovoltaico em análise para o dimensionamento da UPAC, consideraram-se três modelos de inversores trifásicos distintos para integrarem as opções de projeto, o *Sunny Tripower 10000TL*, o *Sunny Tripower 12000TL* e o *FLX Pro 15*, ambos da *SMA*. As características técnicas dos inversores são disponibilizadas pelo fabricante e encontram-se na Tabela 43.

Tabela 43 - Características dos inversores *FLX Pro 15* e *Sunny Tripower 25000TL* da *SMA* (FFSolar).

		<i>Sunny Tripower 10000TL</i>	<i>Sunny Tripower 12000TL</i>	<i>FLX Pro 15</i>
<b>Input [DC]</b>	$P_{max}$ [kW]	10,2	12,25	15,50
	$V_{max}$ [V]	1000	1000	1000
	$V_{MPP}$ [V]	320-800	380-800	220-800
	$I_{max}$ [A/entrada]	A: 22, B: 11	A: 22, B: 11	13,5
	Entradas/Fileiras por entradas	2/ A:4, B:1	2/ A:4, B:1	3/3
<b>Output [AC]</b>	$P_{max}$ [kW]	10,0	12,0	15,0
	$I_{max}$ [A]	16	19,2	67,8
	$V_n$ [V]	230	230	230
	$\eta_{INV}$	97,7%	97,70%	97,40%

Respeitando os limites impostos pelos inversores selecionados bem como os intervalos definidos nas expressões (4.32), (4.34) e (4.35), apresentam-se na as opções de dimensionamento da UPAC do setor industrial, explicitando os modelos, a quantidade e as respectivas ligações entre módulos e inversores.

Tabela 44 - Opções de dimensionamento do sistema fotovoltaico para a UPAC sem armazenamento de energia do setor industrial.

UPAC	UPAC 1	UPAC 2	UPAC 3
<b>Modelo dos Módulos</b>	<i>SW 250 poly</i>		
<b>Nº Módulos</b>	39	45	57
$N_S$	13	15	19
$N_P$	3	3	3
$P_{max,PV}$ [W <sub>p</sub> /módulo]	234,31	234,31	234,31
$P_{max,PV}$ [kW <sub>p</sub> ]	9,138	10,544	13,356
<b>Modelo dos Inversores</b>	<i>Sunny Tripower 10000TL</i>	<i>Sunny Tripower 12000TL</i>	<i>FLX Pro 15</i>
<b>Nº Inversores</b>	1	1	1
$P_{max,INV(AC)}$ [kW]	10,0	12,0	15,0

A configuração do sistema fotovoltaico dos projetos do setor industrial consiste na associação mista de módulos fotovoltaicos ligados a um inversor, respeitando os respectivos números de entradas e fileiras, constituindo um painel fotovoltaico cujas características elétricas estão representadas na Tabela 45.



Tabela 45 - Características elétricas do painel fotovoltaico para cada opção de projeto da UPAC sem armazenamento de energia do setor industrial.

UPAC	UPAC 1	UPAC 2	UPAC 3
$P_{max,PV}$ [kW <sub>p</sub> ]	9,138	10,544	13,356
$V_{OC}$ [V]	408,43	471,27	596,94
$V_{MPP}$ [V]	311,65	359,60	455,49
$I_{SC}$ [A]	32,23	32,23	32,23
$I_{MPP}$ [A]	29,32	29,32	29,32

O dimensionamento da cablagem é realizado de acordo com a configuração do sistema fotovoltaico, tendo em consideração tratar-se de uma instalação trifásica, sendo selecionados cabos de cobre. Os cabos necessários para o sistema fotovoltaico são os cabos de fileira DC que ligam os módulos fotovoltaicos em série, o cabo principal DC que liga o painel fotovoltaico ao inversor, e o cabo do ramal AC que liga o inversor à rede recetora.

A secção transversal e as perdas nas linhas são determinadas através das equações (2.53) e (2.55) em corrente contínua e (2.56) (2.57) em corrente alternada. A eficiência da cablagem calcula-se através da expressão (4.37). Tendo em consideração a potência e a tensão dos equipamentos, na Tabela 46 apresentam-se os comprimentos e quedas de tensão admissíveis bem como os resultados obtidos no dimensionamento dos cabos elétricos.

Tabela 46 - Resultados do dimensionamento da cablagem para cada opção de projeto da UPAC sem armazenamento de energia do setor industrial.

UPAC	Tipos de Cabo	Cabo DC	Cabo Principal DC	Cabo do Ramal AC
<b>UPAC 1</b>	$l$ [m]	6,5	4	10
	$\Delta V$	1%	1%	3%
	$N_L$	3	1	1
	$S_{CAB}$ [mm <sup>2</sup> ]	6,0	6,0	6,0
	$P_L$ [W]	11,09	20,47	97,45
	$\eta_{CAB}$	98,59%		
<b>UPAC 2</b>	$l$ [m]	7,5	4	10
	$\Delta V$	1%	1%	3%
	$N_L$	3	1	1
	$S_{CAB}$ [mm <sup>2</sup> ]	6,0	6,0	6,0
	$P_L$ [W]	12,79	20,47	140,32
	$\eta_{CAB}$	98,35%		
<b>UPAC 3</b>	$l$ [m]	9,5	4	10
	$\Delta V$	1%	1%	3%
	$N_L$	3	1	1
	$S_{CAB}$ [mm <sup>2</sup> ]	6,0	6,0	6,0
	$P_L$ [W]	16,21	20,47	219,25
	$\eta_{CAB}$	98,08%		

### 6.3.2 Produção distribuída fotovoltaica

Após o dimensionamento do sistema fotovoltaico, a produção de energia elétrica é estimada através da equação (4.42). A eficiência total das unidades de produção fotovoltaica para cada opção é apresentada

na Tabela 47, englobando as eficiências parciais dos equipamentos que as constituem, através da expressão (4.43). A eficiência do painel fotovoltaico apresentada resulta no desempenho médio dos módulos na produção anual de eletricidade.

Tabela 47 - Eficiência do sistema fotovoltaico para cada opção de projeto da UPAC sem armazenamento de energia do setor industrial.

UPAC	UPAC 1	UPAC 2	UPAC 3
$\eta_{PV}$	13,87%	13,87%	13,87%
$\eta_{INV}$	97,70%	97,70%	97,40%
$\eta_{CAB}$	98,59%	98,35%	98,08%
$\eta_{UPAC}$	13,36%	13,32%	13,25%

Para cada opção da UPAC em análise, verifica-se na Fig. 92 a variação mensal da produção fotovoltaica. A distribuição anual da energia elétrica da instalação para cada opção de projeto está representada na Tabela 48. Os valores estimados são referentes ao primeiro ano de exploração das unidades produtoras.

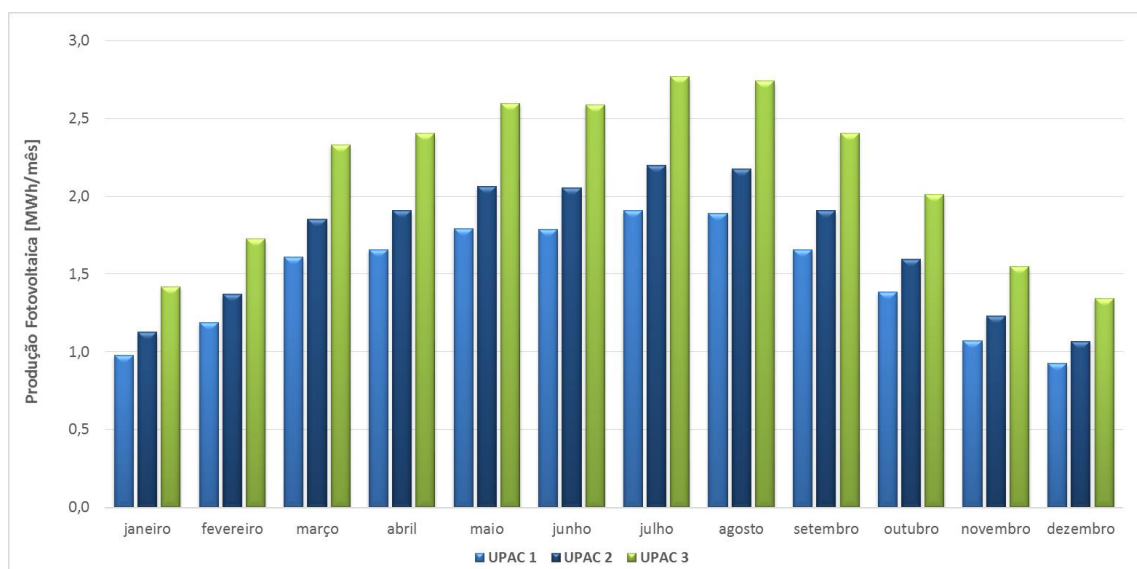


Fig. 92 - Variação mensal da produção fotovoltaica para o primeiro ano de exploração das opções de projeto da UPAC sem armazenamento de energia do setor industrial.

Tabela 48 - Resultados obtidos para a produção distribuída fotovoltaica sem armazenamento de energia do setor industrial no primeiro ano de exploração.

UPAC	Consumo Total de Eletricidade [MWh/ano]	$P_{UPAC}$ [kW]	$P_{ligação}$ [kW]	Produção Fotovoltaica [MWh/ano]	Autoconsumo [MWh/ano]	Consumo de Eletricidade da RESP [MWh/ano]	Injeção de Eletricidade na RESP [MWh/ano]
<b>UPAC 1</b>	275,29	9,138	10,0	17,86	13,91	261,38	3,95
<b>UPAC 2</b>	275,29	10,544	12,0	20,56	15,77	259,52	4,79
<b>UPAC 3</b>	275,29	13,356	15,0	25,89	19,44	255,85	6,45

Aplicando as tarifas de compra e venda de eletricidade, a Tabela 49 apresenta a discriminação da fatura energética anual para as opções em análise. A receita bruta é calculada tendo em conta o custo associado ao consumo de eletricidade sem a implementação da unidade produtora de 43.919,32 €.

Tabela 49 - Discriminação da fatura energética no primeiro ano de exploração relativa às opções de projeto da UPAC sem armazenamento de energia do setor industrial.

UPAC	Consumo de Eletricidade da RESP [€/ano]	Injeção de Eletricidade na RESP [€/ano]	Receita Bruta [€/ano]
<b>UPAC 1</b>	39.878,86 €	196,12 €	4.236,58 €
<b>UPAC 2</b>	39.681,98 €	235,80 €	4.473,13 €
<b>UPAC 3</b>	39.293,14 €	314,77 €	4.939,94 €

### 6.3.3 Avaliação económica

Para efetuar a avaliação económica dos projetos em análise, considera-se o orçamento das unidades produtoras em análise, discriminado nas tabelas abaixo. O preço dos equipamentos foram adquiridos em tabelas de revendedores (FFSolar), acrescidos do IVA.

Tabela 50 - Orçamento discriminado para o sistema fotovoltaico da UPAC 1 sem armazenamento de energia do setor industrial.

UPAC 1	Custo
39 Módulos <i>Sunmodule Plus SW 250 poly</i>	11.033,10 €
1 Inversor <i>Sunny Tripower 10000TL</i>	4.801,56 €
Instalação e Outros Equipamentos	2.375,20 €
<b>Total</b>	18.209,86 €

Tabela 51 - Orçamento discriminado para o sistema fotovoltaico da UPAC 2 sem armazenamento de energia do setor industrial.

UPAC 2	Custo
45 Módulos <i>Sunmodule Plus SW 285 mono</i>	12.730,50 €
1 Inversor <i>Sunny Tripower 12000TL</i>	4.140,18 €
Instalação e Outros Equipamentos	2.530,60 €
<b>Total</b>	19.401,28 €

Tabela 52 - Orçamento discriminado para o sistema fotovoltaico da UPAC 3 sem armazenamento de energia do setor industrial.

UPAC 3	Custo
57 Módulos <i>Sunmodule Plus SW 250 poly</i>	16.125,30 €
1 Inversor <i>Sunny FLX PRO 15</i>	3.348,04 €
Instalação e Outros Equipamentos	2.921,00 €
<b>Total</b>	22.394,34 €

O investimento inicial acresce das taxas de registo e inspeção necessárias para a exploração da UPAC. Na Tabela 53 encontram-se representados os custos do capital para as opções em análise.

Tabela 53 - Custo do capital para os projetos em análise da UPAC sem armazenamento de energia do setor industrial.

UPAC	UPAC 1	UPAC 2	UPAC 3
Custo do Sistema Fotovoltaico	18.209,86 €	19.401,28 €	22.394,34 €
Taxa de Registo	250 €	250 €	250 €
Taxa de Inspeção	50 €	50 €	50 €
<b>Investimento Inicial</b>	<b>18.509,86 €</b>	<b>19.701,28 €</b>	<b>22.694,34 €</b>

Os custos operacionais consistem nos custos estimados para a UPAC ao longo do tempo do seu tempo de concessão e englobam os custos de operação e manutenção, os custos de substituição de equipamento e os custos de inspeção periódica. A Tabela 54 representa os custos operacionais anuais para os projetos em análise. A periodicidade dos custos de operação e manutenção é anual. Os custos de inspeção periódica são cobrados a um intervalo de 10 anos, uma vez que se ambos os projetos em análise apresentam uma potência instalada inferior a 1 MW. Por sua vez, os custos substituição do equipamento consistem na comutação do inversor fotovoltaico, para o qual se assume um tempo de vida útil de 15 anos.

Tabela 54 - Custos operacionais anuais sem atualização para os projetos em análise da UPAC sem armazenamento de energia do setor industrial.

UPAC	Periodicidade [Anos]	UPAC 1	UPAC 2	UPAC 3
<b>Custo de Operação e Manutenção</b>	1	185,10 €	197,01 €	226,94 €
<b>Custo de Inspeção Periódica</b>	10	50 €	50 €	50 €
<b>Custo de Substituição de Equipamento</b>	15	2.880,94 €	2.484,11 €	2.008,82 €

Relativamente ao aproveitamento das unidades de produção para autoconsumo, estima-se a produção fotovoltaica total para um período de exploração das UPAC's de 25 anos (Fig. 93), tendo em conta a regressão linear da performance dos painéis fotovoltaicos de 0,7% por ano. O gráfico indica os valores estimados para a produção de energia elétrica ao longo do período de exploração, bem como a eletricidade produzida no primeiro e último ano de exploração.

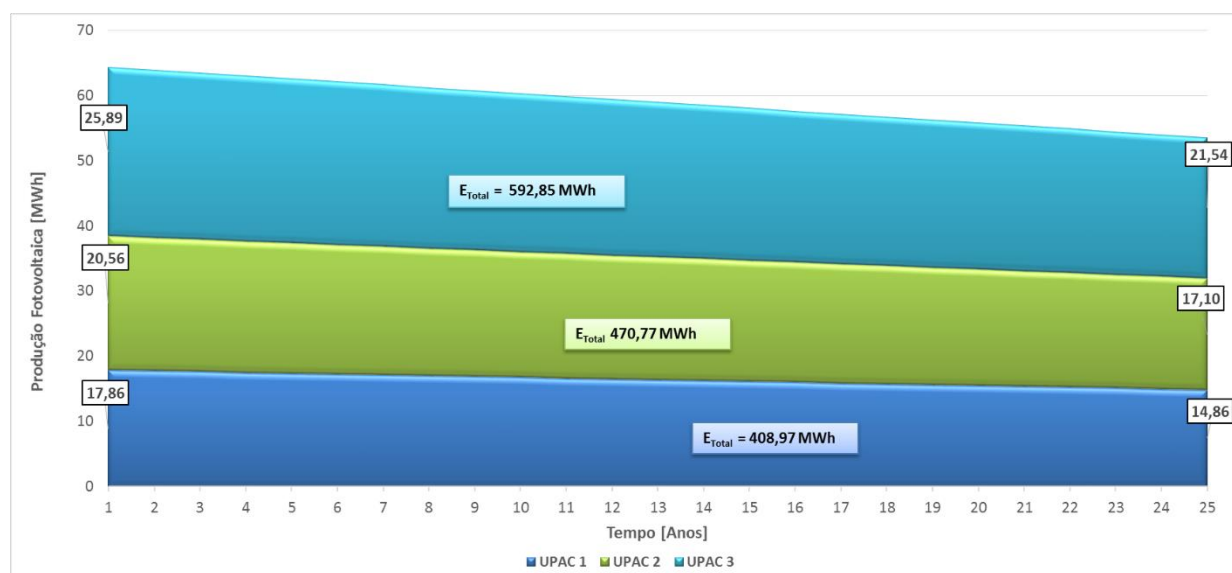


Fig. 93 - Produção fotovoltaica ao longo do período de exploração dos projetos em análise da UPAC sem armazenamento de energia do setor industrial.

Considerando o aproveitamento energético das unidades de produção fotovoltaica para autoconsumo, bem como os respetivos custos associados, obtém-se no gráfico da Fig. 94 o fluxo monetário total atualizado das opções de projeto em análise.

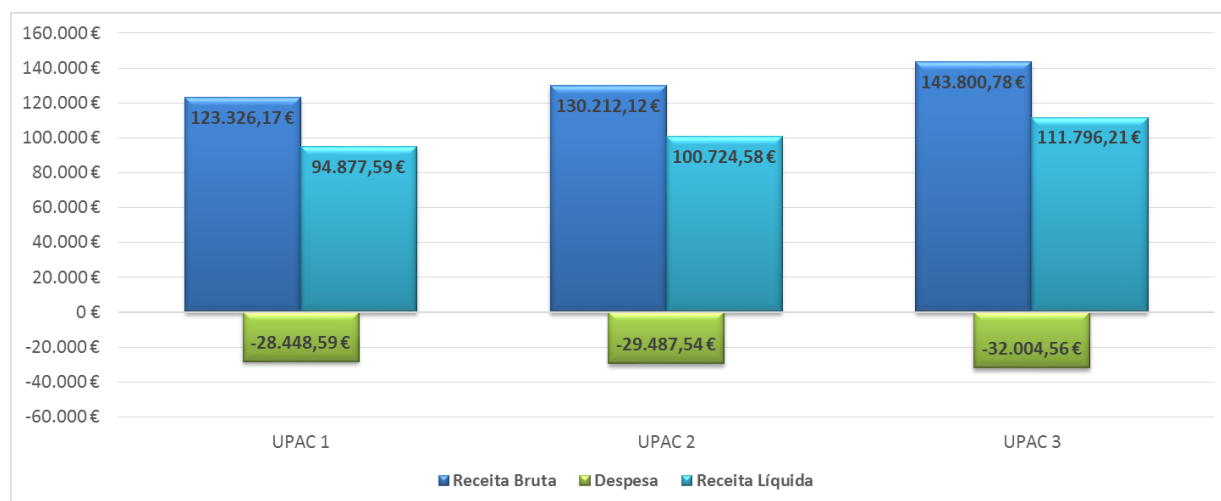


Fig. 94 - Fluxo monetário total atualizado para os projetos em análise da UPAC sem armazenamento de energia do setor industrial.

Considerando o fluxo monetário atualizado ao longo do tempo de exploração das unidades produtoras fotovoltaicas para autoconsumo, obtêm-se na Tabela 55 os indicadores económicos dos projetos em análise.

Tabela 55 - Indicadores económicos para os projetos em análise da UPAC sem armazenamento de energia do setor industrial.

UPAC	UPAC 1	UPAC 2	UPAC 3
$P_{UPAC}$ [kW]	9,138	10,544	13,356
$P_{ligação}$ [kW]	10,0	12,0	15,0
<i>Payback Time</i> [Anos]	4,08	4,09	4,22
<b>TIR</b>	22,76%	22,60%	21,73%
<b>VAL</b>	43.917,21 €	46.531,71 €	51.133,70 €

Através da visualização dos indicadores económicos, conclui-se que a UPAC 1 representa a opção de projeto otimizada sem armazenamento de energia para a instalação industrial, apresentando um período de retorno de investimento mais curto, de apenas 4,08 anos e uma TIR mais elevada de 22,76%.

## 6.4 Unidade de produção fotovoltaica para autoconsumo com armazenamento de energia

### 6.4.1 Dimensionamento do sistema fotovoltaico

Com a integração de um sistema de armazenamento de energia, o sistema fotovoltaico tem que ser projetado tendo em consideração a carga do banco de baterias, implicando necessidades de potência maiores. Desta forma, para o dimensionamento do sistema fotovoltaico com armazenamento de energia, foram analisadas três opções projeto da UPAC, com uma potência nominal entre os 40 kW e os 60 kW. O modelo dos módulos fotovoltaicos selecionado foi o *Sunmodule Plus SW 250 poly* da *SolarWorld*, cujas características sob as condições nominais pré-definidas encontram-se na Tabela 42.

Considerando as potências nominais do sistema fotovoltaico e tendo em consideração a relação entre custo e benefício, considerou-se para integração no projeto da UPAC com armazenamento de energia o inversor *FLX Pro 15 da SMA*, cujas características técnicas encontram-se na Tabela 43.

Respeitando os limites impostos pelos inversores selecionados bem como os intervalos definidos nas expressões (4.32), (4.34), (4.35) e (4.38), apresentam-se na as opções de dimensionamento da UPAC do setor industrial, explicitando as quantidades e as respectivas ligações entre módulos e inversores.

Tabela 56 - Opções de dimensionamento do sistema fotovoltaico com armazenamento de energia para a UPAC do setor industrial.

UPAC	UPAC 1	UPAC 2	UPAC 3
<b>Modelo dos Módulos</b>	<i>SW 250 poly</i>		
<b>Nº Módulos</b>	180	216	252
$N_S$	20	24	28
$N_P$	9	9	9
$P_{max,PV}$ [ $W_p$ /módulo]	234,31	234,31	234,31
$P_{max,PV}$ [kW <sub>p</sub> ]	42,177	50,612	59,047
<b>Modelo dos Inversores</b>	<i>FLX Pro 15</i>		
<b>Nº Inversores</b>	3	3	3
$N_{S,INV}$	1	1	1
$N_{P,INV}$	3	3	3
$I_{max,INV(AC)}$	203,4	203,4	203,4
$P_{max,INV(AC)}$ [kW]	45,0	45,0	45,0

A configuração do sistema fotovoltaico com integração do sistema de armazenamento de energia do setor industrial consiste na associação mista de módulos fotovoltaicos ligados a um inversor, respeitando os respetivos números de entradas e fileiras. Para melhor perceção da configuração do sistema designa-se a esse conjunto específico de módulos fotovoltaicos, compostos por  $n$  módulos em série e  $m$  módulos em paralelo ligados a um inversor, por bloco fotovoltaico. Assim sendo, o número de blocos fotovoltaicos corresponde ao número de inversores do sistema.

De forma de aumentar a potência da instalação dos projetos, aumenta-se o número de inversores, ligados em paralelo, e consequentemente, o número de blocos fotovoltaicos. Para o dimensionamento da cablagem é necessário ter-se em consideração a composição e as características elétricas de cada bloco fotovoltaico, apresentadas na Tabela 57.

Tabela 57 – Composição e característica elétricas de um bloco fotovoltaico para cada opção de projeto da UPAC com armazenamento de energia do setor industrial.

UPAC	UPAC 1	UPAC 2	UPAC 3
<b>Nº Módulos</b>	60	72	84
$N_S$	20	24	28
$N_P$	3	3	3
$P_{max,PV}$ [kW <sub>p</sub> ]	14,059	16,871	19,682
$V_{OC}$ [V]	628,36	754,03	879,70
$V_{MPP}$ [V]	479,46	575,36	671,25
$I_{SC}$ [A]	32,23	32,23	32,23
$I_{MPP}$ [A]	29,32	29,32	29,32

O painel fotovoltaico é composto pelos blocos fotovoltaicos, cujos módulos estão associados conforme indicado na Tabela 56 e cujas características elétricas estão representadas na Tabela 58.

Tabela 58 - Características elétricas do painel fotovoltaico para cada opção de projeto da UPAC com armazenamento de energia do setor industrial.

UPAC	UPAC 1	UPAC 2	UPAC 3
$P_{max,PV}$ [kW <sub>p</sub> ]	42,177	50,612	59,047
$V_{OC}$ [V]	628,36	754,03	879,70
$V_{MPP}$ [V]	479,46	575,36	671,25
$I_{SC}$ [A]	96,68	96,68	96,68
$I_{MPP}$ [A]	87,97	87,97	87,97

O dimensionamento da cablagem é realizado de acordo com a configuração do sistema fotovoltaico, tendo em consideração tratar-se de uma instalação trifásica, sendo selecionados cabos de cobre. Os cabos necessários para o sistema fotovoltaico são os cabos de fileira DC que ligam os módulos fotovoltaicos em série, os cabos principais DC que ligam os blocos fotovoltaicos aos inversores, o cabo secundário DC que liga o painel fotovoltaico ao regulador de carga e ao banco de baterias e o cabo do ramal AC que ligam os inversores à rede recetora.

A secção transversal e as perdas nas linhas são determinadas através das equações (2.53) e (2.55) em corrente contínua e (2.56) (2.57) em corrente alternada. A eficiência da cablagem calcula-se através da expressão (4.37). Tendo em consideração a potência e a tensão dos equipamentos, na Tabela 46 apresentam-se os comprimentos e quedas de tensão admissíveis bem como os resultados obtidos no dimensionamento dos cabos elétricos.

Tabela 59 - Resultados do dimensionamento da cablagem para cada opção de projeto da UPAC com armazenamento de energia do setor industrial.

UPAC	Tipos de Cabo	Cabo de Fileira DC	Cabo Secundário DC	Cabo Principal DC	Cabo do Ramal AC
<b>UPAC 1</b>	$l$ [m]	30	15	4,5	20
	$\Delta V$	1%	1%	1%	3%
	$N_L$	9	1	3	1
	$S_{CAB}$ [mm <sup>2</sup> ]	6,0	6,0	6,0	25,0
	$P_L$ [W]	153,53	76,77	69,09	947,18
	$\eta_{CAB}$	97,04%			
<b>UPAC 2</b>	$l$ [m]	36	15	4,5	20
	$\Delta V$	1%	1%	1%	3%
	$N_L$	9	1	3	1
	$S_{CAB}$ [mm <sup>2</sup> ]	6,0	6,0	6,0	25,0
	$P_L$ [W]	184,24	76,77	69,09	947,18
	$\eta_{CAB}$	97,48%			
<b>UPAC 3</b>	$l$ [m]	42	15	4,5	20
	$\Delta V$	1%	1%	1%	3%
	$N_L$	9	1	3	1
	$S_{CAB}$ [mm <sup>2</sup> ]	6,0	6,0	6,0	25,0
	$P_L$ [W]	214,95	76,77	69,09	947,18
	$\eta_{CAB}$	97,78%			

O dimensionamento do banco de baterias é projetado segundo um modelo que visa garantir que o consumo de eletricidade que excede a produção fotovoltaica, delimitado a uma determinada potência a definir ( $P_{limite}$ ), provém da energia armazenada pelo respetivo banco de baterias.

O modelo de armazenamento de energia para o setor industrial divide-se então nos casos em que a carga das instalações está abaixo da respetiva potência limite, nos quais se verifica o carregamento das baterias, e nos casos em que a carga ultrapassa a potência limite, nos quais as baterias vão suprir as necessidades elétricas das instalações.

Quando a potência da carga é inferior à potência limite, as baterias carregam com a energia fotovoltaica excedente e, nos períodos horários de vazio e super vazio, carregam também com eletricidade proveniente da rede elétrica, uma vez que se trata dos períodos horários nos quais a eletricidade é mais barata. O consumo de eletricidade semanal proveniente da rede elétrica do banco de baterias foi limitado a uma determinada percentagem da respetiva capacidade. Essa percentagem foi definida de forma a otimizar o modelo do sistema de armazenamento em termos económicos, através da função *solver* do *Excel*, equilibrando assim o consumo elétrico com a potência necessária a contratar.

Quando a potência da carga é superior à potência limite, as necessidades elétricas da fábrica são supridas exclusivamente através do autoconsumo, proveniente da produção fotovoltaica e da energia armazenada pelo banco de baterias.

Este modelo visa maximizar o autoconsumo das instalações e reduzir a injeção da produção fotovoltaica excedente para a RESP, através do armazenamento de energia. Este projeto funciona através de ciclos instantâneos de carga e descarga do banco de baterias, privilegiando desta forma as necessidades energéticas das instalações fabris. A atribuição de uma potência limite ao modelo de armazenamento de energia, permite ainda a redução da potência contratada da fábrica e a delimitação da potência máxima de descarga necessária do banco de baterias. A potência limite é pré-definida de forma arbitrária, cujo valor final se ajusta de forma a se otimizar a rentabilidade do projeto.



O banco de baterias é dimensionado de acordo com uma análise prévia do diagrama de carga correspondente a uma semana típica, representado no gráfico da Fig. 87. Atribuem-se como necessidades energéticas de armazenamento o consumo elétrico no período horário de ponta e cheia subtraído pelo consumo médio diário, ao longo de respetiva semana típica. Ao valor final é adicionado um fator de segurança de 25%.

O dimensionamento do banco de baterias é efetuado de acordo com a corrente de descarga média necessária às instalações elétricas, no entanto, de forma a garantir também o respetivo funcionamento no pico máximo de necessidade de descarga, tendo em consideração o comportamento não linear das baterias.

O modelo selecionado para constituir o banco de baterias é o *Rolls Series 4000 T12 250*, cujas características são estabelecidas pelos fabricantes. A tensão de funcionamento das baterias é de 12 V e o seu comportamento está representado no gráfico da Fig. 95, em função do tempo de descarga.

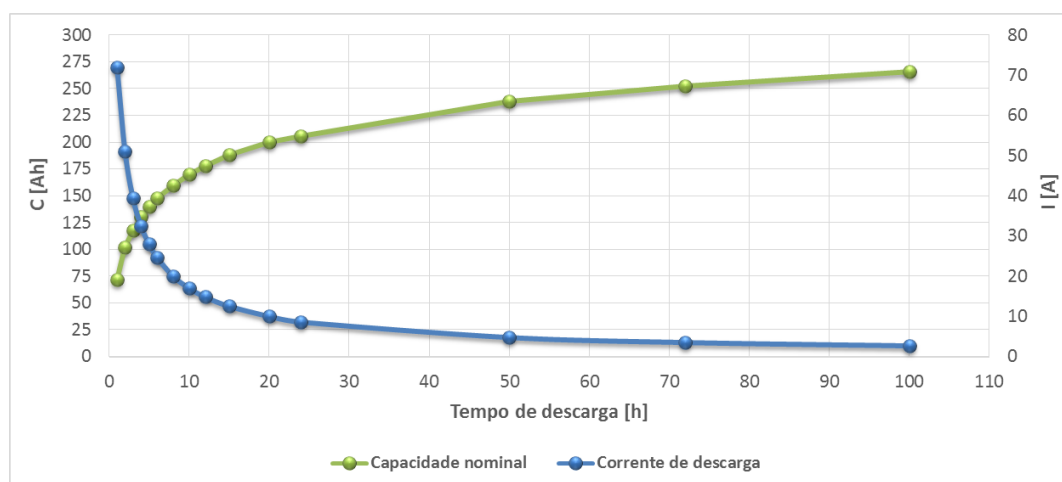


Fig. 95 - Capacidade nominal e corrente de descarga da bateria *Rolls Series 4000 T12 250* em função do tempo de descarga (FFSolar).

Por questões de otimização do sistema de armazenamento de energia, o dimensionamento do banco de baterias foi efetuado assumindo um tempo de descarga de 50 h, para o qual as baterias assumem as características representadas na Tabela 60.

Tabela 60 - Características da bateria *Rolls Series 4000 T12 250* para um tempo de descarga de 50 h (FFSolar).

<i>Rolls Series 4000 T12 250</i>	
$C_n$ [Ah]	238
$V_{DC}$ [V]	12
$I_{BAT}$ [A]	4,76

Relativamente às condições de operação do sistema de armazenamento, a potência máxima necessária de descarregamento das baterias consiste na diferença entre a potência máxima da carga elétrica e a potência limite definida. Conforme o perfil de consumo elétrico das instalações, a potência máxima da fábrica é de 90 kW. A potência média de descarregamento das baterias é obtidas através da simulação do modelo do sistema de armazenamento.

Uma vez que se trata de uma instalação trifásica, a potência é expressa através da equação (4.28), através da qual se consegue determinar a corrente de descarga média e máxima exigidas ao sistema de armazenamento. Assumiu-se um fator de potência ideal, igual a 1.

Os resultados obtidos das necessidades energéticas de armazenamento, potência limite e necessidades médias e máximas de descarga para efeitos do dimensionamento do banco de baterias estão representados na Tabela 61.

Tabela 61 - Resultados obtidos das necessidades energéticas para armazenamento, potência limite e necessidades de descarga para efeitos do dimensionamento do banco de baterias.

	Dimensionamento do banco de baterias
$E_{armazenamento}$ [kWh]	262,90
$P_{limite}$ [kW]	45
Potência de Descarga Média [kW]	10
Corrente de Descarga Média [A]	14,43
Potência de Descarga Máxima [kW]	45
Corrente de Descarga Máxima [A]	64,95

A capacidade mínima do banco de baterias (Tabela 62) calcula-se através da equação (4.39), para a qual se delimitou uma tensão de funcionamento de 180 V e uma profundidade de descarga de 60%, garantindo desta forma um maior tempo de vida das baterias. A eficiência das baterias assumiu-se de 84%, uma vez que se trata de um banco de baterias de chumbo-ácido. A eficiência total do sistema de armazenamento calcula-se a partir da expressão (4.40).

Tabela 62 - Resultados obtidos para a capacidade mínima do banco de baterias para cada opção de projeto da UPAC com armazenamento de energia do setor industrial.

UPAC	UPAC 1	UPAC 2	UPAC 3
$\eta_{armazenamento}$	79,40%	79,75%	80,00%
$C$ [Ah]	3065,89	3052,30	3042,67

A constituição do sistema de armazenamento de energia é definido de forma a operar de acordo com a tensão de funcionamento e corrente de descarga definidos, com uma capacidade nominal igual ou superior à capacidade mínima calculada. Desta forma, a estrutura e características do banco de baterias representadas na Tabela 63 adequam-se em ambas as unidades de produção fotovoltaica em análise.

Tabela 63 - Estrutura e características do banco de baterias que integra as opções de projeto da UPAC com armazenamento de energia do setor industrial.

	Banco de Baterias
Nº Baterias	60
$N_{S,BAT}$	15
$N_{P,BAT}$	4
$C_n$ [Ah]	14.280
$V_{DC}$ [V]	180
$I_{BAT}$ [A]	19,04

O banco de baterias dimensionado garante um descarregamento constante nos picos de necessidade máximos das instalações fabris, com um tempo de descarga de 10 horas consecutivas.

A energia útil disponível proveniente do sistema de armazenamento calcula-se a partir da equação (4.41), cujos resultados estão representados na Tabela 64.

Tabela 64 - Resultados obtidos para a energia útil disponível para armazenamento de cada opção de projeto da UPAC com armazenamento de energia do setor industrial.

UPAC	$E_{\text{útil}}$ [kWh]
<b>UPAC 1</b>	1224,51
<b>UPAC 2</b>	1229,96
<b>UPAC 3</b>	1233,85

Relativamente ao regulador de carga, optou-se pelo modelo da *Morningstar, TriStar MPPT 600 V*, cujas características são disponibilizadas pelo fabricante e encontram-se na Tabela 30. Tendo em consideração as características do painel fotovoltaico e do banco de baterias, é necessário um conjunto de reguladores de carga, conforme representado na Tabela 65, de forma a assegurar o correto funcionamento do sistema.

Tabela 65 - Estrutura e características do conjunto de reguladores de carga que integram as opções de projeto da UPAC com armazenamento de energia do setor industrial.

Reguladores de Carga	
<b>Nº Reguladores de Carga</b>	21
$N_{S,RC}$	3
$N_{P,RC}$	7
$V_{OC}$ [V]	300-1575
$V_{DC}$ [V]	180
$I_{max_{PV}}$ [A]	105
$I_{max_{BAT}}$ [A]	420
$P_{max_{PV}}$ [kW]	67,2
$\eta_{RC}$	97,90%

Com a implementação do sistema de armazenamento de energia verifica-se uma possível redução da potência contratada das instalações elétricas da fábrica agroindustrial, inicialmente de 90 kW. A Tabela 66 define as potências contratadas da unidade de utilização para cada um dos projetos em análise com a integração do sistema de armazenamento de energia, bem como a definição da limitação do carregamento do banco de baterias proveniente da rede elétrica.

Tabela 66 - Redução da potência contratada e limitação do carregamento do banco de baterias proveniente da RESP para as opções de projeto da UPAC com armazenamento de energia do setor industrial.

UPAC		UPAC 1	UPAC 2	UPAC 3
<b>Potência Contratada [kW]</b>		50	50	45
<b>Potência Horas de Ponta [kW]</b>		45	45	45
<b>Carregamento RESP</b>	$E_{\text{útil}}$ [%]	32,41%	12,79%	0%
	[kWh/semana]	396,82	157,35	0,00

## 6.4.2 Produção distribuída fotovoltaica

Após o dimensionamento do sistema fotovoltaico, a produção de energia elétrica é estimada através da equação (4.42). A eficiência total das unidades de produção fotovoltaica engloba as eficiências parciais dos equipamentos que as constituem, através da expressão (4.43). Uma vez que as unidades de produção fotovoltaica em análise são constituídas pelos mesmos componentes, a eficiência da cablagem (Tabela 59) é a única que difere nas opções de projeto, no entanto apresenta pouco impacto no resultado da eficiência total do sistema, conforme apresentado na Tabela 67Tabela 31. A eficiência do painel

fotovoltaico tendo em consideração um desempenho médio dos módulos na produção anual de eletricidade é de 13,87%.

Tabela 67 - Eficiência do sistema fotovoltaico para cada opção de projeto da UPAC com armazenamento de energia do setor industrial.

UPAC	$\eta_{UPAC}$
<b>UPAC 1</b>	12,83%
<b>UPAC 2</b>	12,89%
<b>UPAC 3</b>	12,93%

Para cada opção da UPAC em análise, verifica-se na Fig. 96 a variação mensal produção fotovoltaica. A distribuição anual da energia elétrica da instalação para cada opção está representada na Tabela 68. Os valores estimados são referentes ao primeiro ano de exploração das UPAC's.

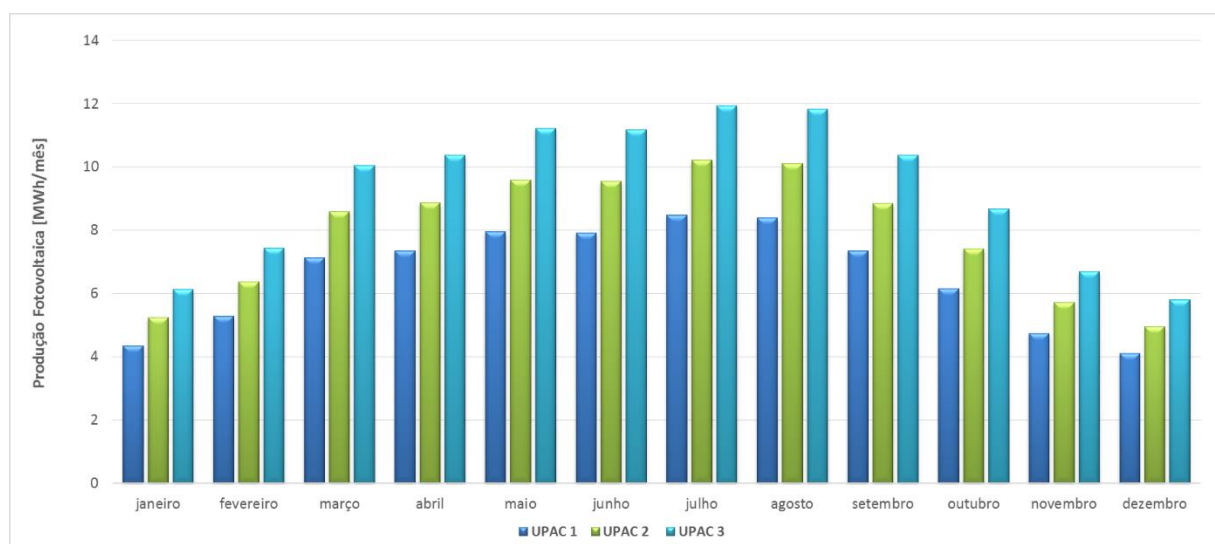


Fig. 96 - Variação mensal da produção fotovoltaica para o primeiro ano de exploração das opções de projeto da UPAC com armazenamento de energia do setor industrial.

Tabela 68 - Resultados obtidos para a produção distribuída fotovoltaica com armazenamento de energia do setor industrial no primeiro ano de exploração.

UPAC	Consumo Total de Eletricidade [MWh/ano]	$P_{UPAC}$ [kW]	$P_{ligação}$ [kW]	Produção Fotovoltaica [MWh/ano]	Autoconsumo [MWh/ano]	Consumo de Eletricidade da RESP [MWh/ano]	Injeção de Eletricidade na RESP [MWh/ano]
<b>UPAC 1</b>	275,29	42,177	45,0	79,19	76,39	209,84	16,19
<b>UPAC 2</b>	275,29	50,612	45,0	95,45	82,55	196,66	19,56
<b>UPAC 3</b>	275,29	59,047	45,0	111,71	90,96	184,32	23,58

Aplicando as tarifas de compra e venda de eletricidade, a Tabela 69 apresenta a discriminação da fatura energética anual para as opções em análise. A receita bruta é calculada tendo em conta o custo associado ao consumo de eletricidade sem a implementação da unidade produtora de 43.919,32 €.

Tabela 69 - Discriminação da fatura energética no primeiro ano de exploração relativa às opções de projeto da UPAC com armazenamento de energia do setor industrial.

UPAC	Consumo de Eletricidade da RESP [€/ano]	Injeção de Eletricidade na RESP [€/ano]	Receita Bruta [€/ano]
<b>UPAC 1</b>	27.801,68 €	777,06 €	16.894,70 €
<b>UPAC 2</b>	26.675,38 €	942,88 €	18.186,82 €
<b>UPAC 3</b>	25.453,36 €	1.135,71 €	19.601,67 €

### 6.4.3 Avaliação económica

Para efetuar a avaliação económica dos projetos em análise, considera-se o orçamento das unidades produtoras em análise, discriminado nas tabelas abaixo. O preço dos equipamentos foram adquiridos em tabelas de revendedores (FFSolar) (Morningstar).

Tabela 70 - Orçamento discriminado para o sistema fotovoltaico da UPAC 1 com armazenamento de energia do setor industrial.

UPAC 1	Custo
180 Módulos <i>Sunmodule Plus SW 250 poly</i>	50.922,00 €
3 Inversores <i>Sunny FLX Pro 15</i>	10.044,11 €
60 Baterias <i>Rolls Series 4000 T12 250</i>	30.852,09 €
21 Reguladores de Carga <i>Morningstar TriStar MPPT 600 V</i>	22.839,39 €
Instalação e Outros Equipamentos	17.198,64 €
<b>Total</b>	131.856,22 €

Tabela 71 - Orçamento discriminado para o sistema fotovoltaico da UPAC 2 com armazenamento de energia do setor industrial.

UPAC 2	Custo
216 Módulos <i>Sunmodule Plus SW 250 poly</i>	61.106,40 €
3 Inversores <i>Sunny FLX Pro 15</i>	10.044,11 €
60 Baterias <i>Rolls Series 4000 T12 250</i>	30.852,09 €
21 Reguladores de Carga <i>Morningstar TriStar MPPT 600 V</i>	22.839,39 €
Instalação e Outros Equipamentos	18.726,30 €
<b>Total</b>	143.568,28 €

Tabela 72 - Orçamento discriminado para o sistema fotovoltaico da UPAC 3 com armazenamento de energia do setor industrial.

UPAC 3	Custo
252 Módulos <i>Sunmodule Plus SW 250 poly</i>	71.290,80 €
3 Inversores <i>Sunny FLX Pro 15</i>	10.044,11 €
60 Baterias <i>Rolls Series 4000 T12 250</i>	30.852,09 €
21 Reguladores de Carga <i>Morningstar TriStar MPPT 600 V</i>	22.839,39 €
Instalação e Outros Equipamentos	20.253,96 €
<b>Total</b>	<b>155.280,34 €</b>

O investimento inicial acresce das taxas de registo e inspeção necessárias para a exploração da UPAC. Na Tabela 73 encontram-se representados os custos do capital para as opções em análise.

Tabela 73 - Custo do capital para os projetos em análise da UPAC com armazenamento de energia do setor industrial.

UPAC	UPAC 1	UPAC 2	UPAC 3
Custo do Sistema Fotovoltaico	131.856,22 €	143.568,28 €	155.280,34 €
Taxa de Registo	250 €	250 €	250 €
Taxa de Inspeção	50 €	50 €	50 €
<b>Investimento Inicial</b>	<b>132.156,22 €</b>	<b>143.868,28 €</b>	<b>155.580,34 €</b>

Os custos operacionais consistem nos custos estimados para a UPAC ao longo do tempo do seu tempo de concessão e englobam os custos de operação e manutenção, os custos de substituição de equipamento e os custos de inspeção periódica. A Tabela 74 representa os custos operacionais anuais para os projetos em análise. A periodicidade dos custos de operação e manutenção é anual. Os custos de inspeção periódica são cobrados a um intervalo de 10 anos, uma vez que se ambos os projetos em análise apresentam uma potência instalada inferior a 1 MW. Por sua vez, os custos associados à substituição do equipamento dividem-se entre o banco de baterias e o conjunto de inversores, para os quais se considera um tempo de vida útil de 10 e 15 anos, respetivamente.

Tabela 74 - Custos operacionais anuais sem atualização para os projetos em análise da UPAC com armazenamento de energia do setor industrial.

UPAC	Periodicidade [Anos]	UPAC 1	UPAC 2	UPAC 3
<b>Custo de Operação e Manutenção</b>	1	1.321,56 €	1.438,68 €	1.555,80 €
<b>Custo de Inspeção Periódica</b>	10		50 €	
<b>Custo de Substituição do Banco de Baterias</b>	10		12.340,84 € (10º ano)	
			9.255,63 € (19º ano)	
<b>Custo de Substituição dos Inversores</b>	15		6.026,46 €	

Relativamente ao aproveitamento das unidades de produção para autoconsumo, estima-se a produção fotovoltaica total para um período de exploração das UPAC's de 25 anos (Fig. 97), tendo em conta a regressão linear da performance dos painéis fotovoltaicos de 0,7% por ano. O gráfico indica os valores estimados para a produção de energia elétrica ao longo do período de exploração, bem como a eletricidade produzida no primeiro e último ano de exploração.

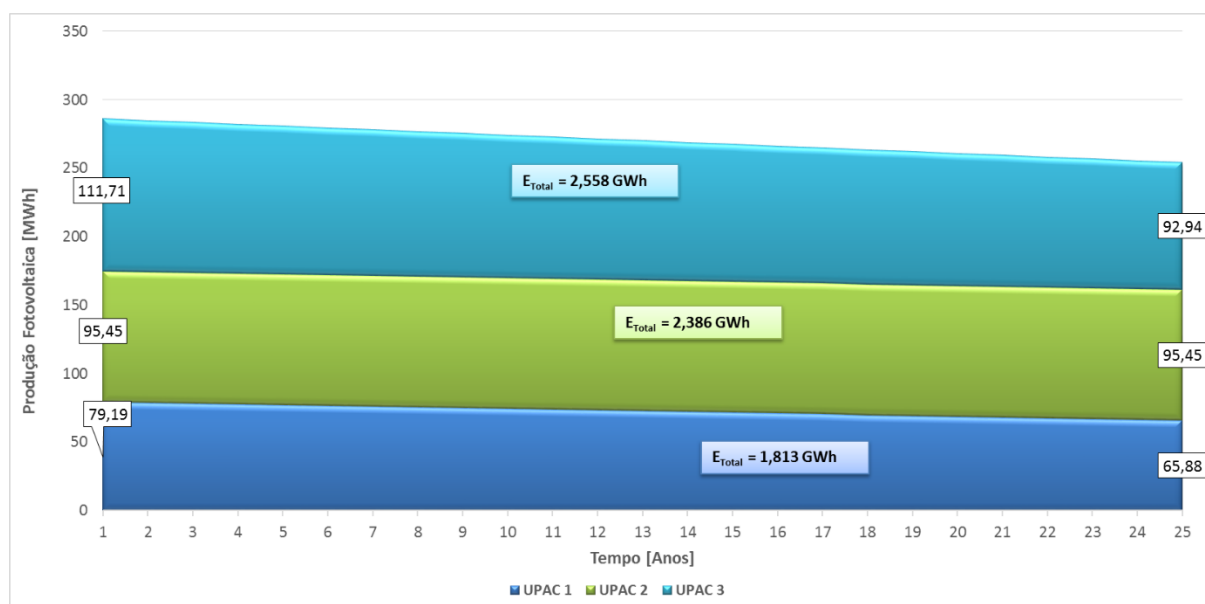


Fig. 97 - Produção fotovoltaica ao longo do período de exploração dos projetos em análise da UPAC com armazenamento de energia do setor industrial.

Considerando o aproveitamento energético das unidades de produção fotovoltaica para autoconsumo, bem como os respetivos custos associados, obtém-se no gráfico da Fig. 98 o fluxo monetário total atualizado das opções de projeto em análise.

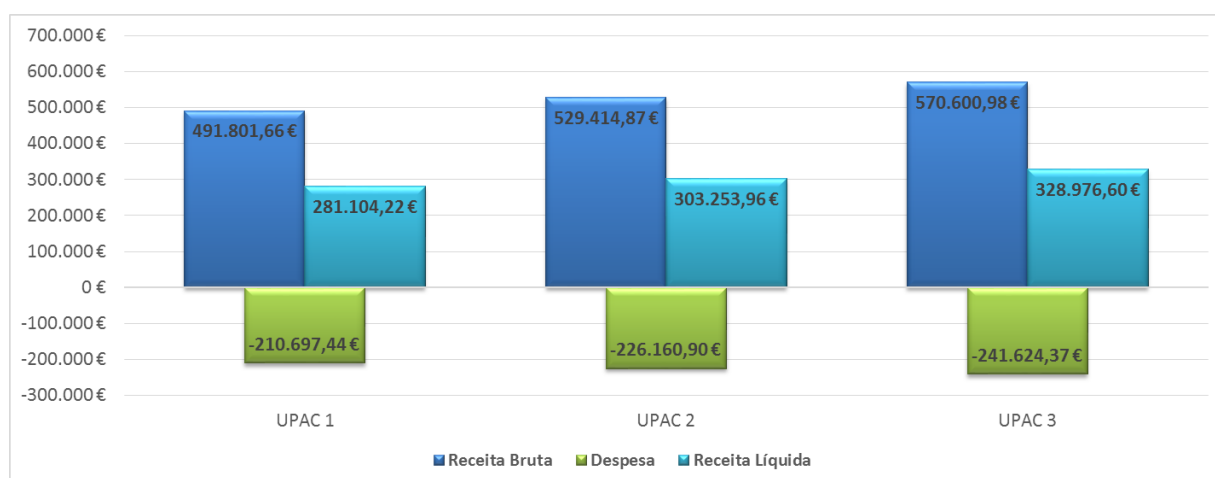


Fig. 98 - Fluxo monetário total atualizado para os projetos em análise da UPAC com armazenamento de energia do setor industrial.

Considerando o fluxo monetário atualizado ao longo do tempo de exploração das unidades produtoras fotovoltaicas para autoconsumo, obtém-se na Tabela 75 os indicadores económicos dos projetos em análise.

Tabela 75 - Indicadores económicos para os projetos em análise da UPAC com armazenamento de energia do setor industrial.

UPAC	UPAC 1	UPAC 2	UPAC 3
<b><math>P_{UPAC}</math> [kW]</b>	42,177	50,612	59,047
<b><math>P_{ligação}</math> [kW]</b>	45,0	45,0	45,0
<b><i>Payback Time</i> [Anos]</b>	7,99	8,04	8,03
<b>TIR</b>	11,23%	11,13%	11,13%
<b>VAL</b>	96.039,38 €	102.885,72 €	111.686,11 €

Através da visualização dos indicadores económicos, conclui-se que a UPAC 1 representa a opção de projeto otimizada com armazenamento de energia para a instalação industrial, apresentando um período de retorno de investimento mais curto, de 7,99 anos e uma TIR mais elevada de 11,23%.

### 6.5 Análise das unidades de produção fotovoltaica otimizadas

Nesta secção discute-se e analisa-se os projetos de maior rentabilidade em termos económicos sem e com armazenamento de energia. Como concluído nas secções acima, trata-se dos projetos UPAC 1 sem armazenamento de energia e da UPAC 1 com armazenamento de energia, com um período de retorno do investimento de 4,08 anos e 8,00 anos, respetivamente. Os indicadores económicos dos projetos otimizados da UPAC encontram-se na Tabela 76. Tal como no setor doméstico, também se verifica uma grande discrepância em termos económicos entre as opções sem e com armazenamento de energia. No entanto, uma vez que o caso de estudo industrial apresenta maiores necessidades energéticas e, consequentemente, um custo mais elevado relativo à faturação de eletricidade, bem como no setor industrial o IVA ser um imposto recuperável, o investimento necessário a uma unidade produtora fotovoltaica para autoconsumo revela indicadores económicos bem mais interessantes que os obtidos no setor doméstico. Embora continue a verificar-se uma grande diferença nos projetos sem e com armazenamento de energia, este último também apresenta fatores económicos de viabilidade da sua implementação, com um VAL e uma receita bruta superiores ao projeto sem armazenamento de energia. Há que ter ainda em consideração que se tratam de projetos com ordens de potência discrepantes.

Tabela 76 - Indicadores económicos para os projetos otimizados da UPAC do setor industrial.

UPAC	UPAC sem Armazenamento de Energia	UPAC com Armazenamento de Energia
<b><math>P_{UPAC}</math> [kW]</b>	9,138	42,177
<b><math>P_{ligação}</math> [kW]</b>	10,0	45,0
<b><i>Payback Time</i> [Anos]</b>	4,08	7,99
<b>TIR</b>	22,76%	11,23%
<b>VAL</b>	43.917,21 €	96.039,38 €
<b>Receita Bruta [€/ano]</b>	4.236,58 €	16.894,70 €

As Fig. 99 e Fig. 100 indicam a repartição dos custos necessários para o investimento inicial dos projetos da UPAC, sem e com armazenamento de energia, respetivamente. O investimento inicial da unidade produtora com capacidade de armazenamento ultrapassa em 7,1 vezes o investimento inicial de uma unidade produtora fotovoltaica sem essa capacidade, sendo esse o motivo pelo qual o período de retorno do projeto com armazenamento de energia é praticamente o dobro do projeto sem armazenamento.



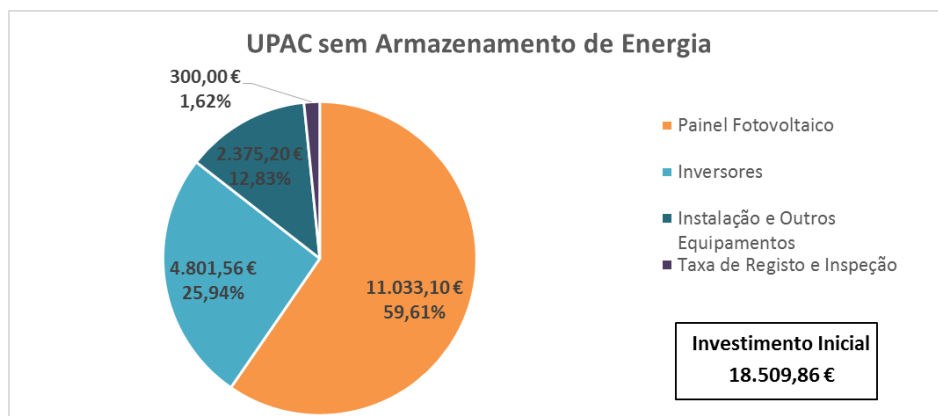


Fig. 99 - Distribuição dos custos integrantes do investimento inicial para a UPAC sem armazenamento de energia do setor industrial.

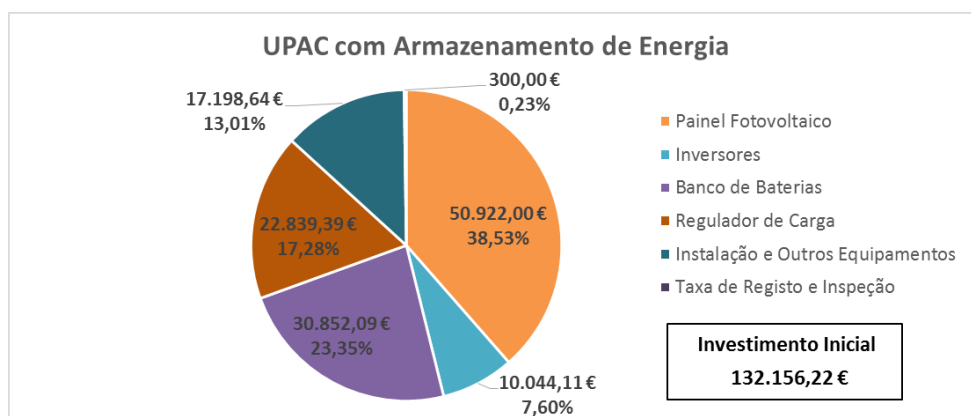


Fig. 100 - Distribuição dos custos integrantes do investimento inicial para a UPAC com armazenamento de energia do setor industrial.

O padrão de repartição dos custos do projeto sem armazenamento de energia é semelhante entre os casos de estudo do setor doméstico e industrial. No entanto, a distribuição dos custos para o projeto com armazenamento de energia é diferente, uma vez que este caso relativo ao setor industrial envolve um maior investimento no banco de baterias, sendo este, o painel fotovoltaico e os reguladores de carga os principais responsáveis pelo investimento inicial obtido na ordem dos 100.000 €.

Sob o ponto de vista energético e uma vez que se trata de uma instalação elétrica com um perfil de consumo muito mais acentuado, a quantidade de energia elétrica para autoconsumo com a implementação das unidades produtoras fotovoltaicas é muito inferior à estimada no caso de estudo do setor doméstico. No entanto, continuasse a verificar os benefícios da integração do sistema de armazenamento de energia, aumentando significativamente o autoconsumo das instalações. Os gráficos das Fig. 101 e Fig. 102 representam a distribuição mensal do consumo industrial com a implementação dos diferentes projetos para a UPAC.

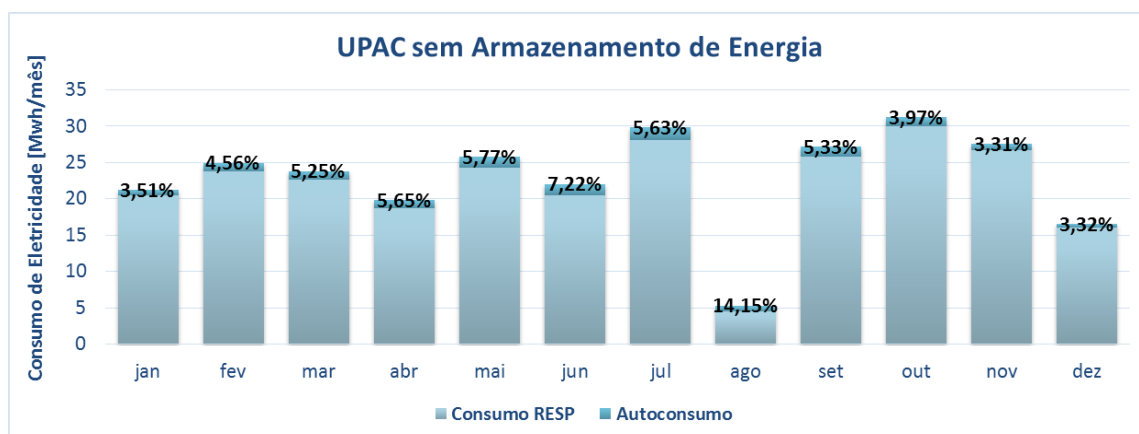


Fig. 101 - Distribuição mensal do consumo elétrico do setor industrial com a implementação da UPAC sem armazenamento de energia.

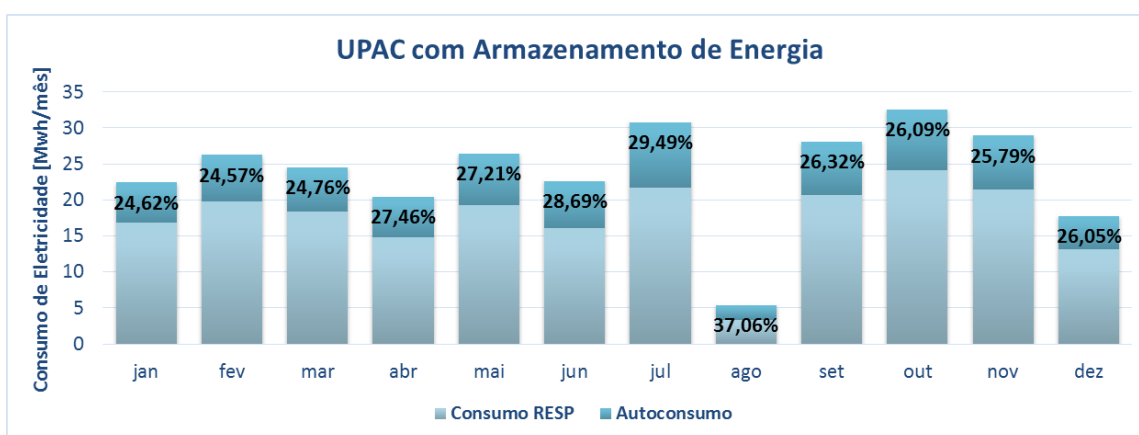


Fig. 102 - Distribuição mensal do consumo elétrico do setor industrial com a implementação da UPAC com armazenamento de energia.

Através da análise dos gráficos das Fig. 101 e Fig. 102 verifica-se a influencia que o sistema de armazenamento de energia tem no aumento do autoconsumo das instalações. Verifica-se uma discrepância dos resultados obtidos no mês de agosto, uma vez que nesse mês o consumo da fábrica desce abruptamente, por motivos de encerramento ou redução das atividades laborais. O projeto sem capacidade de armazenamento apresenta um autoconsumo mensal na ordem dos 3-7%, com exceção no mês de agosto, em que alcança 14,15%. Por sua vez, o projeto com armazenamento de energia assume uma parcela mensal de autoconsumo entre os 24-30%, atingindo 37,06% no mês de agosto.

Numa escala diária, as Fig. 103 e Fig. 104 representam os diagramas de produção e consumo elétrico da fábrica para as unidades de produção em autoconsumo sem e com sistema de armazenamento de energia, respetivamente. Os diagramas das diferentes unidades de produção para autoconsumo incidem no mesmo dia útil, referente ao mês de junho, para o qual se registou um consumo elétrico médio.

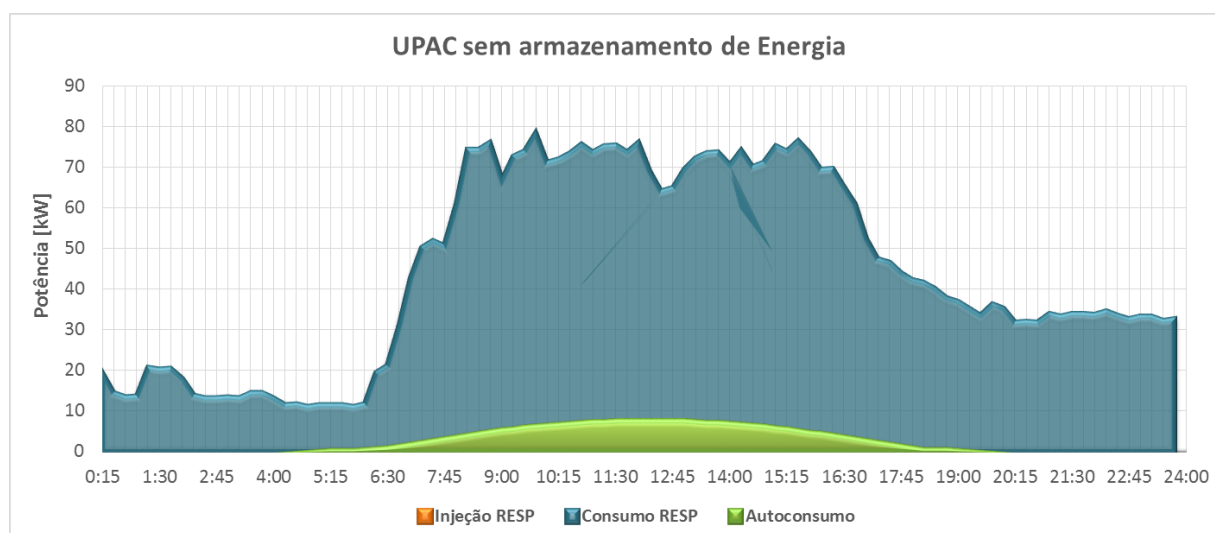


Fig. 103 - Diagrama de produção e consumo do setor industrial num dia útil com a implementação da UPAC sem armazenamento de energia.

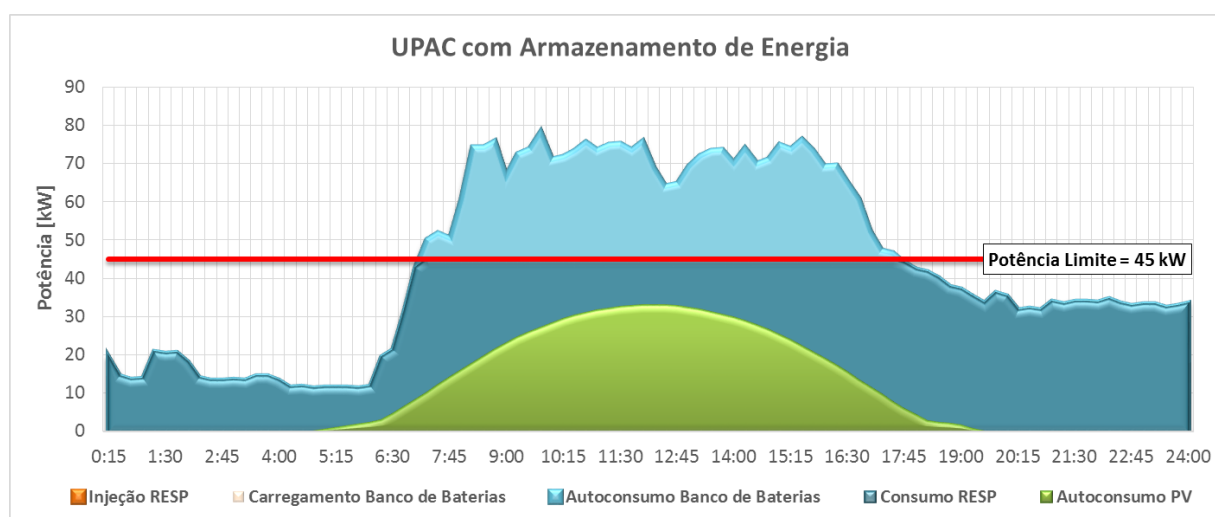


Fig. 104 - Diagrama de produção e consumo do setor industrial num dia útil com a implementação da UPAC com armazenamento de energia.

Através dos diagramas de produção e consumo da fábrica para os diferentes projetos, tem-se a percepção da parcela de autoconsumo num dia laboral de necessidades energéticas médias. Uma vez que as instalações elétricas no setor industrial implicam grandes consumos energéticos, os projetos otimizados para a unidade de produção de autoconsumo apenas suprem uma pequena porção das necessidades. Desta forma, diferentemente do que se verificou no caso do setor doméstico, num dia laboral típico não há qualquer excedente de eletricidade para injeção na rede elétrica.

Com vista à percepção de um cenário num dia não laboral, as Fig. 105 e Fig. 106 representam os diagramas de produção e consumo elétrico das instalações referentes a um dia não útil, do mês de fevereiro, representando o consumo elétrico médio de um dia de inatividade da fábrica.

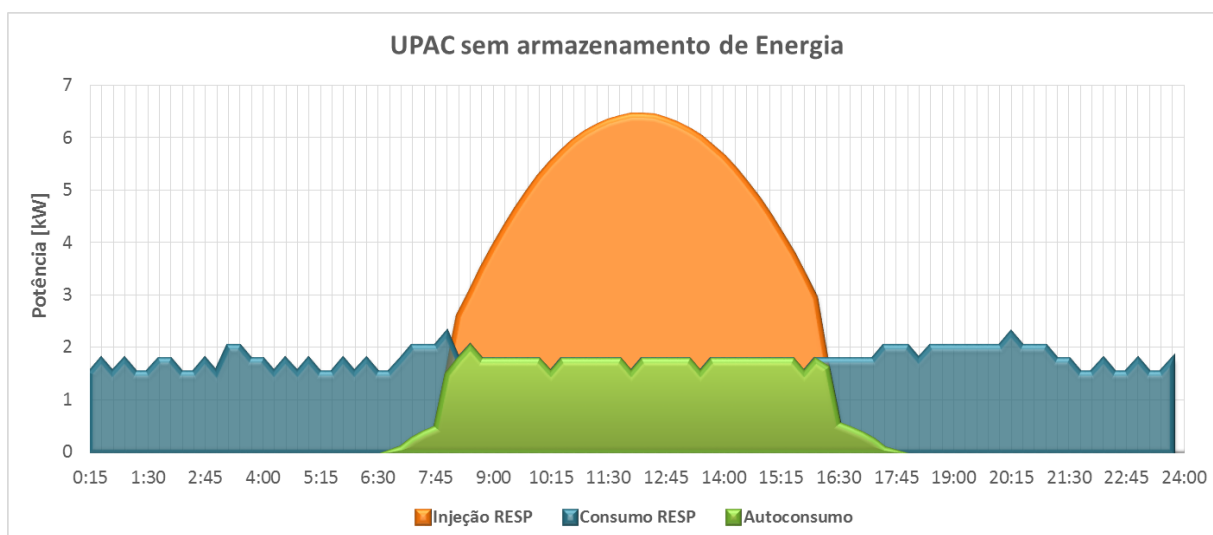


Fig. 105 - Diagrama de produção e consumo do setor industrial num dia não útil com a implementação da UPAC sem armazenamento de energia.

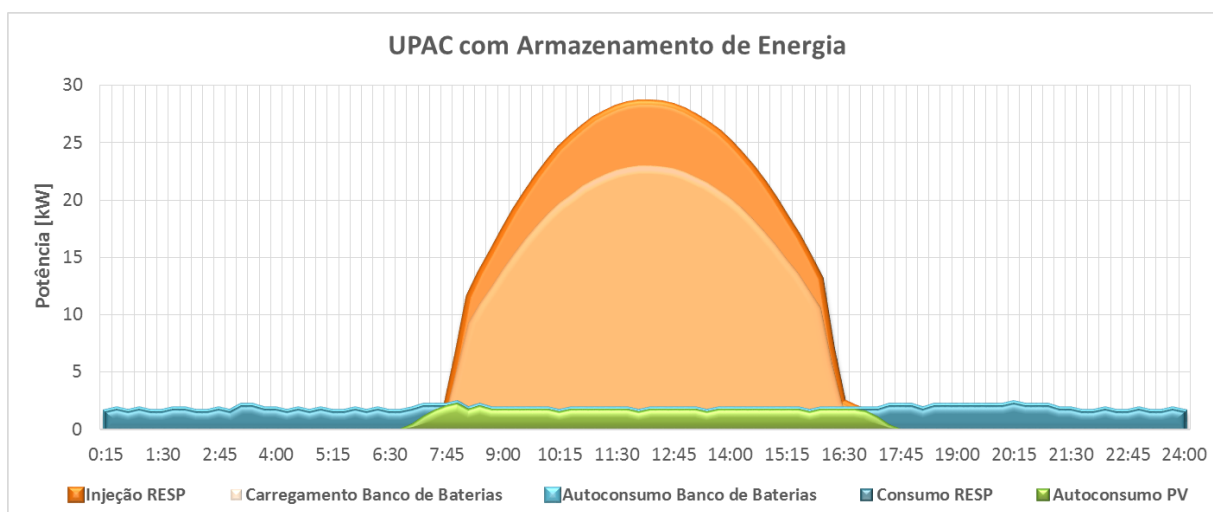


Fig. 106 - Diagrama de produção e consumo do setor industrial num dia não útil com a implementação da UPAC com armazenamento de energia.

Nos casos de inatividade laboral da fábrica, o perfil energético das instalações atinge o mínimo e, consequentemente, verifica-se um grande excedente da produção fotovoltaica. Nestas circunstâncias, para a unidade de produção com armazenamento, a energia excedente é prioritariamente direcionada para o carregamento do banco de baterias e, posteriormente, o respetivo excesso é então injetado na rede elétrica. Assim sendo, a produção fotovoltaica excedente é acumulada para, em períodos de maiores necessidades energéticas, ser utilizada para autoconsumo.

Numa perspetiva anual, as Fig. 107 e Fig. 108 representam a distribuição do consumo de energia para ambos os projetos otimizados, através das quais se verifica um aumento no autoconsumo de 21,64% para a UPAC com armazenamento de energia.

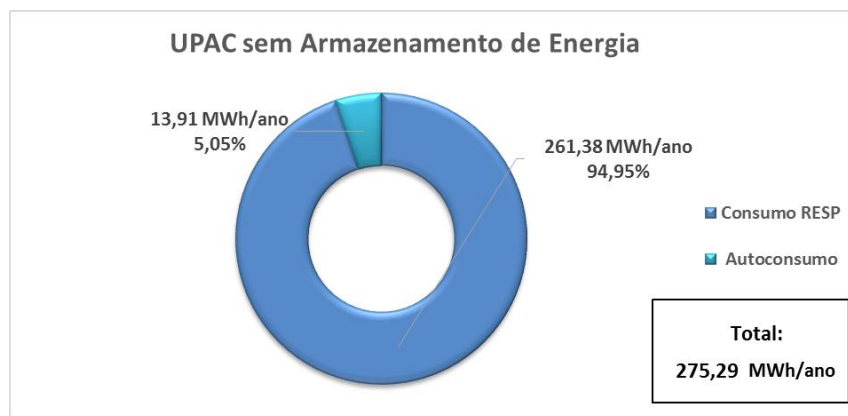


Fig. 107 - Distribuição anual do consumo elétrico do setor industrial com a implementação da UPAC sem armazenamento de energia.

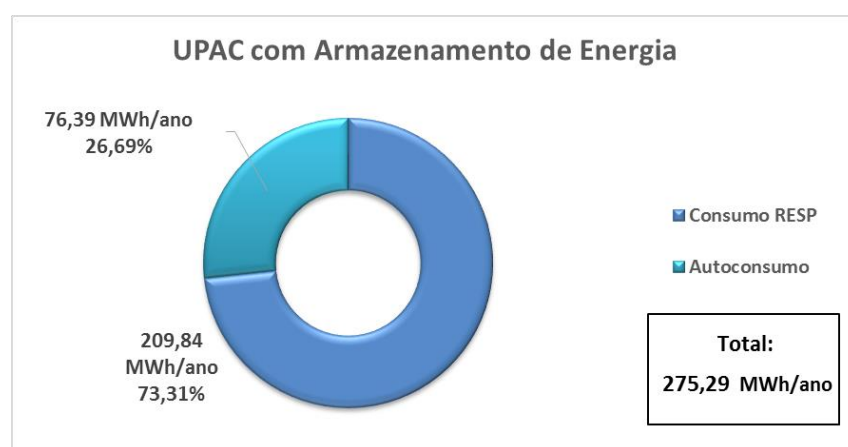


Fig. 108 - Distribuição anual do consumo elétrico do setor industrial com a implementação da UPAC com armazenamento de energia.

A Fig. 109 representa a variação do consumo proveniente da rede elétrica para o caso sem integração da UPAC e para os casos de implementação da UPAC sem armazenamento de energia e com armazenamento de energia, respetivamente. Através da análise do gráfico da Fig. 109, verifica-se uma diferença significativa no consumo energético da rede elétrica entre os projetos, na ordem dos 20%. O projeto da UPAC com armazenamento de energia torna as instalações fabris energeticamente mais independentes da rede elétrica.

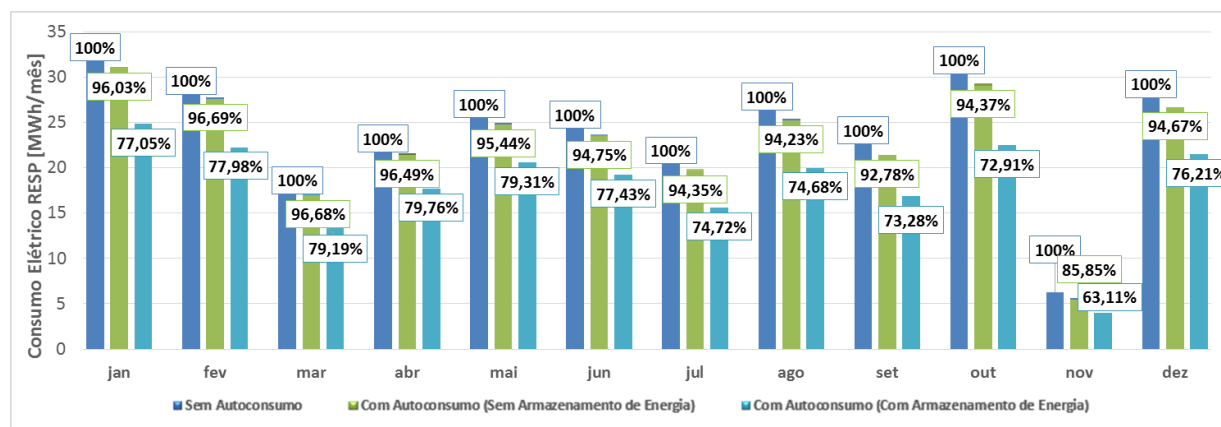


Fig. 109 - Variação do consumo elétrico proveniente da RESP para o caso de estudo do setor industrial.

Tendo em consideração o fluxo energético dos projetos, as Fig. 110 e Fig. 111 representam a variação mensal da eletricidade consumida e produzida pela unidade de produção fotovoltaica, sem e com armazenamento de energia, respetivamente.

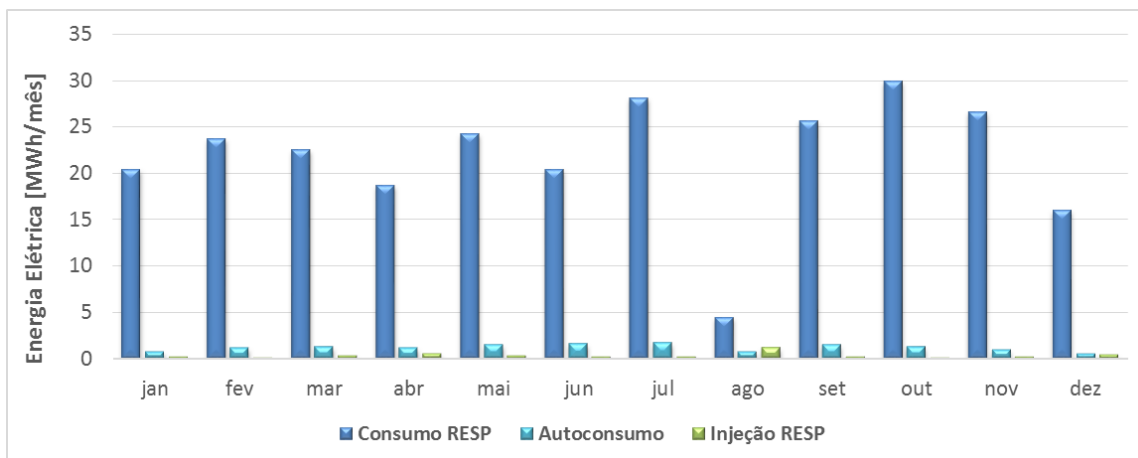


Fig. 110 - Variação mensal do fluxo de eletricidade relativo à UPAC sem armazenamento de energia do setor industrial.

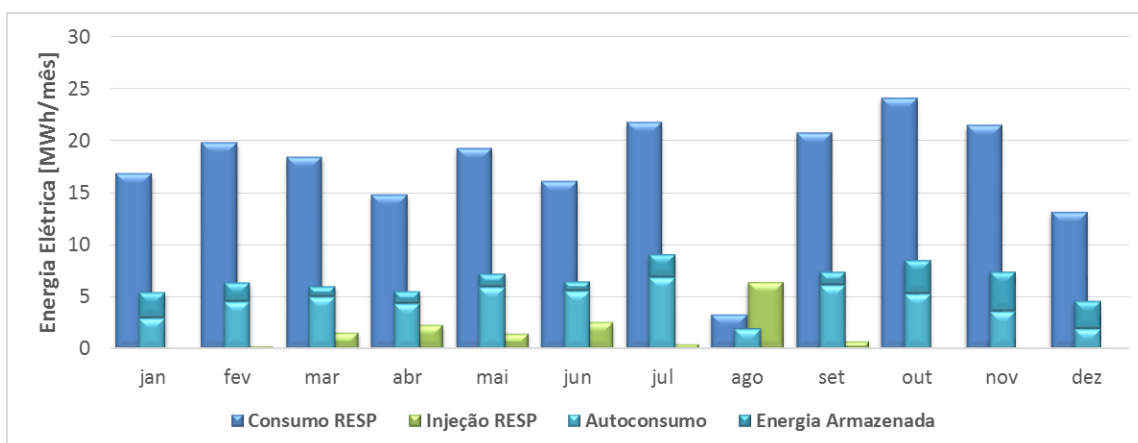


Fig. 111 - Variação mensal do fluxo de eletricidade relativo à UPAC com armazenamento de energia do setor industrial.

Neste caso de estudo relativo ao setor industrial, a parcela de autoconsumo é mais reduzida, tendo em consideração as potências atribuídas às unidades de produção fotovoltaica otimizadas serem as mais interessantes em termos económicos. Tal como se verifica no autoconsumo, também a porção de energia de injeção rede elétrica é minorada, chegando a ser nula em alguns meses do ano, em concordância com os diagramas de produção e consumo representados nas Fig. 103 e Fig. 104. Desta forma, e de acordo com os diagramas representados nas Fig. 105 e Fig. 106, o excedente de produção elétrica que é injetado na rede regista-se nos dias de inatividade laboral. Uma vez que no mês de agosto o consumo elétrico da fábrica é mais reduzido, a injeção de energia da rede atinge dispora, atingindo o seu máximo anual. Conforme esperado, verifica-se um aumento na injeção de energia na rede com integração do sistema de armazenamento no projeto da UPAC, no entanto de uma forma mais ponderada comparativamente com os resultados obtidos no setor doméstico.

Numa perspetiva anual, as Fig. 112 e Fig. 113 representam a distribuição da produção fotovoltaica para ambos os projetos otimizados, através das quais se verifica a mesmo padrão entre estes.

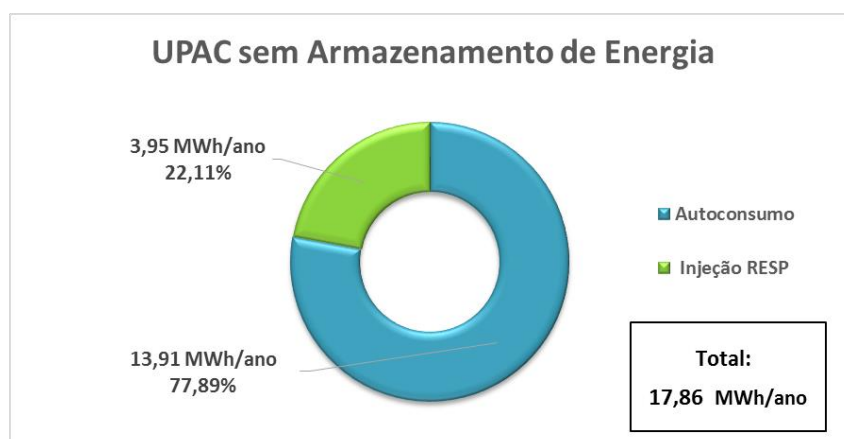


Fig. 112 - Distribuição anual da produção fotovoltaica para a UPAC sem armazenamento de energia do setor industrial.

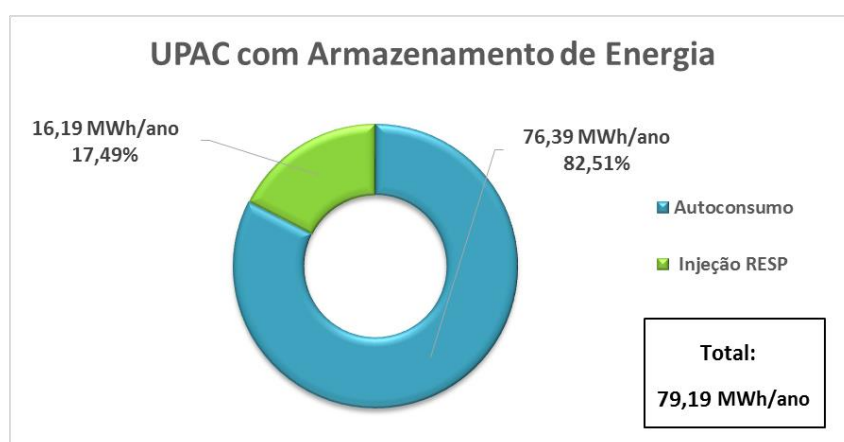


Fig. 113 - Distribuição anual da produção fotovoltaica para a UPAC com armazenamento de energia do setor industrial.

Através desta análise comparativa entre os projetos da UPAC para o setor industrial, conclui-se que a opção mais atrativa no mercado, mediante a aplicação da legislação atual e os preços correntes do mercado, também consiste na implementação da UPAC sem armazenamento de energia. No entanto, neste setor, a vertente com sistema de armazenamento torna-se mais apelativa na sua relação entre custo e benefício, quando comparada com os resultados obtidos no setor doméstico.





## Capítulo 7 - Conclusão

Num contexto em que qualquer atividade do quotidiano implica consumo de energia, torna-se crucial na história da humanidade alcançar uma utilização energética sustentável a médio-longo prazo. Globalmente, têm-se assinalado incentivos e investimentos em diversas áreas em rumo à sustentabilidade em termos económicos, energéticos e ambientais. A gestão racional do consumo de energia, bem como a maximização da integração de recursos renováveis constituem passos importantes nas estratégias definidas.

Como tema de importância atual, em dezembro de 2015 ocorreu a cimeira do clima em Paris, *Conference of Parties* (COP 21), na qual participaram 196 países de forma a se acordarem novas metas de combate às alterações climáticas. A COP 21 resultou no Acordo de Paris, no qual foi definido o objetivo de manter o aquecimento global abaixo dos 2°C, em que as partes envolvidas comprometeram-se a desenvolver estratégias de forma a delimitar o aumento da temperatura a 1,5°C. Para tal, prevê-se ser necessário alcançar zero emissões entre os anos de 2030 e 2050, urgindo uma transformação no atual paradigma energético.

Esta dissertação teve como foco a análise do regime de produção distribuída fotovoltaica para autoconsumo com contrato de venda de eletricidade ao consumidor de último recurso, através de dois casos de estudo relativos aos setores doméstico e industrial. Foram explorados sistemas fotovoltaicos com e sem armazenamento de energia, como unidades de produção para autoconsumo das diferentes instalações.

Ambas as projeções otimizadas das unidades de produção para autoconsumo com e sem armazenamento de energia concluíram-se economicamente viáveis, não sendo no entanto, diretamente comparáveis entre si, uma vez que se tratam de unidades de produção de diferentes potências, investimentos e perfis energéticos. Assim, é importante referir que os critérios de seleção do projeto de uma unidade de produção para autoconsumo não se tratam meramente de fatores económicos, sendo fundamental avaliar as implicações em termos energéticos. Desta forma, cabe à figura do produtor-consumidor a tomada da decisão, tendo em consideração todas as implicações que o projeto acarreta.

A unidade produtora para autoconsumo mais vantajosa em termos económicos consistiu na implementação de um sistema fotovoltaico sem armazenamento de eletricidade. A adição de um sistema de armazenamento na unidade de produção originou um acréscimo de cerca de 5 e 4 anos no período de retorno do investimento, para os setores doméstico e industrial, respetivamente. No entanto a unidade de produção para autoconsumo com armazenamento originou uma receita bruta anual superior em 2,4 vezes para o caso doméstico e 4 vezes para o caso industrial, potencializando o autoconsumo das instalações elétricas em 44,5% e 21,6%, respetivamente.

Desta forma, pode concluir-se que atualmente a integração de um sistema de armazenamento tem como principal entrave o custo associado à tecnologia. Uma vez que, segundo o atual regime de produção distribuída, consegue-se um maior impacto na redução dos custos anuais de eletricidade com a inclusão do sistema de armazenamento, potencializando de forma significativa a parcela do autoconsumo.

O mercado de baterias ainda requer de um intensivo percurso de investigação e desenvolvimento, até a tecnologia se tornar apelativa e promissora, podendo vir a desempenhar uma função vital no panorama de utilização de eletricidade. Atualmente, o armazenamento de energia elétrica a grande escala ainda consiste num desafio tecnológico, tendo como principais obstáculos o custo, a eficiência e o tempo de vida limitado.

Relativamente às unidades de produção fotovoltaica para autoconsumo, obteve-se um período de retorno do investimento de 8 anos para o setor doméstico e 4 anos para o setor industrial. Torna-se, assim, mais apelativa a integração de unidades de produção fotovoltaica para autoconsumo em casos de grandes necessidades de consumo, como se verifica no setor industrial. Tal confirma-se essencialmente devido ao facto de grandes necessidades de consumo energético e potência exigirem faturas de eletricidade muito elevadas, sendo desta forma a poupança com a implementação de uma UPAC muito superior, tornando o projeto mais aliciente. Outro fator que beneficia a implementação da UPAC no setor empresarial, em comparação com o setor doméstico, consiste no facto de o IVA não representar um

custo para aquele, uma vez que numa empresa ou indústria este imposto é recuperado com a venda do produto ao consumidor final. Generalizando, pode-se referir que, mediante condições de instalação favoráveis, o investimento por parte do setor industrial torna-se economicamente mais rentável, quando comparado com o setor doméstico.

O objetivo governamental de fomentar a adesão de particulares e empresas na produção distribuída é diretamente influenciado pela tecnologia aplicada, bem como as respetivas condições de instalação do local. Desta forma, cabe ao governo ajustar a legislação de acordo com o custo tecnológico, neste caso, de forma a promover a adesão da atividade de produção para autoconsumo. Portugal tem o privilégio de ter uma boa penetração renovável, pelo que é essencial a promoção dessas tecnologias através de incentivos governamentais que proporcionem uma produção de eletricidade económica e não poluente.

Relativamente ao setor doméstico, e contemplando a conjuntura económica atual, assume-se um período de retorno do investimento elevado que, embora considerado economicamente viável, possa limitar a adesão à atividade de produção em autoconsumo por parte dos particulares. Tal como o passado regime de produção em autoconsumo não teve a aceitação esperada, verifica-se que o presente regime ainda possa constituir algumas limitações no incentivo relativo ao setor doméstico.

No entanto, há que ter em consideração a influência dos preços de mercado atuais, uma vez que o mercado energético encontra-se em fase de transição para a sua respetiva liberalização. O que significa que, aquando o mercado liberalizado, as tarifas serão ajustadas de acordo com a oferta e com a procura, tal como o custo de produção, o que contribuirá para uma adaptação por parte dos produtores e consumidores. Desta forma prevê-se que a liberalização do mercado de energia irá contribuir para uma mudança do paradigma energético, incentivando os produtores e consumidores em encontrarem as soluções mais vantajosas em termos económicos, energéticos e ambientais. Neste contexto, a atividade de produção em autoconsumo pode tornar-se mais atrativa para ambos os setores.

Os novos desafios da regulamentação da energia elétrica surgem num novo paradigma organizativo e tecnológico, tendo como fatores determinantes a liberalização, o ambiente, as energias renováveis e a tecnologia. Contudo, existem fatores facilitadores desta transição da conceptualização energética, como a emergência de novas tecnologias que viabilizam a contagem e as redes inteligentes, a inovação tecnológica ao nível da geração de armazenagem e ao nível da forma de consumo de energia, os novos usos da eletricidade e do gás natural ou os sistemas inteligentes de gestão de energia.

Outro fator a referir consiste na constante evolução da tecnologia fotovoltaica, que se prevê resultar nos próximos anos, tanto num aumento da eficiência dos equipamentos como na redução do respetivo custo. O que aumentará, no futuro, o interesse económico na implementação de sistemas fotovoltaicos, tanto como unidades produtoras para autoconsumo, como para pequena e grande produção.

No que concerne à regulamentação portuguesa, pode-se constatar o balanço do regime aplicado ao autoconsumo de uma forma positiva, porém acrescido de um fator preocupante que incide na compensação devida pelas unidades de produção. Apesar de não ser contabilizado num momento inicial da implementação do regime, poderá acarretar um impacto negativo na respetiva adesão. Não menosprezando o impacto a grande escala do autoconsumo na rede elétrica de distribuição, a fórmula prevista, ao incluir o valor da potência e da previsão da eletricidade produzida, não está direcionada no interesse dos consumidores de eletricidade.

Numa contextualização em rumo ao mercado liberalizado de energia, uma possibilidade interessante de se explorar para a figura do produtor-consumidor seria o reajuste na remuneração da eletricidade fornecida à RESP em relação ao mercado de energia. Neste âmbito, em vez de se considerar a média mensal dos preços de fecho do mercado diária, ter-se-ia em consideração a variabilidade horária os preços de energia elétrica, de forma a estarem em constante equilíbrio e coerência com os preços reais de mercado. Desta forma, e uma vez que a produção fotovoltaica assinala um período horário de grande procura e necessidade de energia elétrica, potencializar-se-ia a tecnologia através da atribuição de tarifas mais transparentes.

Outra medida interessante de se considerar é a de um plano de investimentos de apoio á adesão da tecnologia fotovoltaica incidente no setor doméstico, como por exemplo, através do IRS, através da dedução total ou parcial do investimento feito em renováveis na matéria coletável. Esta poderia ser uma forma de contornar o ainda elevado período de retorno do investimento para o setor, tendo em consideração o presente contexto socioeconómico, contribuindo para a sensibilização do consumidor final na importância da gestão de energia.

Em prol de um aceleração da integração das energias renováveis no setor elétrico, e uma vez que a aposta das energias renováveis é influenciada pelo custo atual do petróleo, é imprescindível uma atitude política suportada por medidas avincadas de desincentivo ao consumo de combustíveis fósseis, como, por exemplo, taxar a carbonização.

Finalizando, a adesão ao regime de produção distribuída é relevante como auxílio na adaptação às metas de redução de combustíveis fósseis e de integração de energias renováveis como fonte de energia primária, contribuindo, desta forma, para um desenvolvimento sustentável. Reconhece-se a potencialidade da atividade de produção em autoconsumo na consciencialização do consumidor final, enquadrando-o numa figura de produtor-consumidor, pelo que se prevê que o atual regime seja económica e energeticamente interessante e com um futuro ainda mais promissor, considerando as mudanças que se avizinham no mercado de energia. Admite-se ainda a necessidade de reestruturação dos interesses sociais e políticos, bem como o contínuo investimento na inovação tecnológica e adaptação das demais infraestruturas que potencializem o crescimento da economia verde.



## Referências Bibliográficas

ADIV, *Manual de Energia Solar Fotovoltaica*.

APREN, 2015. A Eletricidade de Origem Renovável em Portugal Continental em Dezembro de 2014.

Bagnall, D.M. & Boreland, M., 2008. Photovoltaic Technologies. *Energy Policy*.

BlueSol, 2011. Energia Solar: Como Funciona o Efeito Fotovoltaico. Disponível em: <http://www.bluesol.com/energia-solar/energia-solar-como-funciona-o-efeito-fotovoltaico/> [Acedido Novembro 28, 2014].

Brito, M., 2012. Solar Resource. *FCUL*.

Carneiro, J., 2009. Dimensionamento de Sistemas Fotovoltaicos. *ECUM*.

Carneiro, J., 2010. Módulos Fotovoltaicos: Características e Associações. *ECUM*.

Castro, R., 2012. *Uma Introdução às Energias Renováveis: Eólica, Fotovoltaica e Mini-Hídrica* 2ª ed., IST Press.

CATEDU, Potencias Aparente y Reactiva. Disponível em: <http://e-ducativa.catedu.es/> [Acedido Dezembro 7, 2015].

*Decreto-Lei nº 189/88 de 27 de maio*. Diário da República: I Série, Nº 123, 1988.

*Decreto-Lei nº 186/95 de 27 de julho*. Diário da República: I Série, Nº 172, 1995.

*Decreto-Lei nº 313/95 de 24 de novembro*. Diário da República: I Série, Nº 272, 1995.

*Decreto-Lei nº 168/99 de 18 de maio do Ministério da Economia*. Diário da República: I Série, Nº 116, 1999.

*Decreto-Lei nº 312/2001 de 10 de dezembro do Ministério da Economia*. Diário da República: I Série, Nº 284, 2001.

*Decreto-Lei nº 339-C/2001 de 29 de dezembro do Ministério da Economia e do Ambiente e do Ordenamento do Território*. Diário da República: I Série, Nº 300, 2001.

*Decreto-Lei nº 68/2002 de 25 de março do Ministério da Economia*. Diário da República: I Série, Nº 71, 2002.

*Decreto-Lei nº 33-A/2005 de 16 de fevereiro do Ministério das Actividades Económicas e do Trabalho*. Diário da República: I Serie, Nº 33, 2005.

*Decreto-Lei nº 29/2006 de 15 de fevereiro do Ministério da Economia e da Inovação*. Diário da República: I Série, nº 33, 2006.

*Decreto-Lei nº 172/2006 de 23 de agosto do Ministério da Economia e da Inovação*. Diário da República: I Série, Nº 162, 2006.

*Decreto-Lei nº 101/2007 de 2 de abril*. Diário da República: I Série, Nº 65, 2007.

*Decreto-Lei nº 225/2007 de 31 de maio do Ministério da Economia e da Inovação*. Diário da República: I Série, Nº 105, 2007.

*Decreto-Lei nº 118-A/2007 de 25 de outubro do Ministério da Economia, da Inovação e do Desenvolvimento*. Diário da República: I Série, Nº 207, 2010.

*Decreto-Lei nº 363/2007 de 2 de novembro do Ministério da Economia e da Inovação*. Diário da República: I Série, Nº 211, 2007.

*Decreto-Lei nº 132-A/2010 de 21 de dezembro do Ministério da Economia, da Inovação e do Desenvolvimento.* Diário da República: I Série, Nº 245, 2010.

*Decreto-Lei nº 34/2011 de 8 de março do Ministério da Economia, da Inovação e do Desenvolvimento.* Diário da República: I Série, Nº 47, 2011.

*Decreto-Lei nº 215-B/2012 de 8 de outubro.* Diário da República: I Série, Nº 194, 2012.

*Decreto-Lei nº 25/2013 de 19 de fevereiro do Ministério da Economia e do Emprego.* Diário da República: I Série, Nº 35, 2013.

*Decreto-Lei nº 153/2014 de 20 de outubro do Ministério do Ambiente, Ordenamento do Território e Energia.* Diário da República: I Série, Nº 202, 2014.

DGEG, 2015. *Despacho nº 3/SERUP/DGEG/2015 do Ministério do Ambiente, Ordenamento do Território e Energia.*

DGEG, Energia solar. *Direção Geral de Energia e Geologia.* Disponível em: <http://www.dgeg.pt/> [Acedido Novembro 4, 2014].

DGEG, 2015. Renováveis. *Estatísticas rápidas*, nº 125.

Duffie, J.A. & Beckman, W.A., 2013. *Solar Engineering of Thermal Processes* 4th ed. Wiley, ed., John Wiley & Sons.

EDP, 2011. Manual de Ligações à Rede Elétrica do Serviço Público.

ERSE, 2014. *Diretiva nº 15/2014 - Tarifas e preços para a energia elétrica e outros serviços em 2015 e parâmetros para o período de regulação 2015-2017*, Disponível em: <http://www.erse.pt/> [Acedido Abril 1, 2015].

ERSE, Eletricidade. *Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos.* Disponível em: <http://www.erse.pt/> [Acedido Agosto 4, 2015a].

ERSE, Mercado Diário. *Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos.* Disponível em: <http://www.erse.pt/> [Acedido Dezembro 21, 2015b].

ETAP, Photovoltaic Array Fundamentals. Disponível em: <http://etap.com/renewable-energy/photovoltaic-101.htm> [Acedido Dezembro 12, 2014].

European Commission, 2011. Energy 2020. *European Union.* Disponível em: [http://ec.europa.eu/index\\_en.htm](http://ec.europa.eu/index_en.htm).

European Union, 2015. EU Energy in Figures: Statistical Pocketbook 2015. Disponível em: [http://ec.europa.eu/index\\_en.htm](http://ec.europa.eu/index_en.htm).

Falcão, A.F.O., 2008. Energia Solar: Movimento e Posicionamento Relativos Terra-Sol. *IST*.

FFSolar, Energias Renováveis. Disponível em: <http://www.ffi-solar.com/> [Acedido Janeiro 4, 2014].

Fitzgerald, G. et al., 2015. The Economics of Battery Energy Storage David Labrador, ed. *Rocky Mountain Institute*.

Galleryhip, Electromagnetic Spectrum. Disponível em: <http://galleryhip.com/> [Acedido Novembro 4, 2014].

Garrido, E.L., 2010. Baterias de Acumuladores. *FEUP*. Disponível em: <http://paginas.fe.up.pt/> [Acedido Dezembro 15, 2014].

GREENPRO, 2004. *Energia Fotovoltaica - Manual sobre Tecnologias, Projecto e Instalação.*

- Hejri, M., Mokhtari, H. & Azizian, M.R., 2013. An Analytical-Numerical Approach for Parameter Determination of a Five-Parameter Single-Diode Model of Photovoltaic Cells and Modules. *International Journal of Sustainable*.
- Honsberg, C. & Bowden, S., 2014a. Air Mass. *PVCDROM*. Disponível em: <http://www.pveducation.org/pvcdrom/properties-of-sunlight/air-mass> [Acedido Novembro 5, 2014].
- Honsberg, C. & Bowden, S., 2012a. Characteristic Resistance. *PVCDROM*. Disponível em: <http://www.pveducation.org/pvcdrom/solar-cell-operation/charecteristic-resistance> [Acedido Dezembro 9, 2014].
- Honsberg, C. & Bowden, S., 2012b. Modules and Arrays. *PVCDROM*. Disponível em: <http://www.pveducation.org/pvcdrom/modules/module-circuit-design> [Acedido Dezembro 9, 2014].
- Honsberg, C. & Bowden, S., 2014b. Nominal Operating Cell Temperature. *PVCDROM*. Disponível em: <http://www.pveducation.org/pvcdrom/modules/nominal-operating-cell-temperature> [Acedido Novembro 4, 2015].
- Honsberg, C. & Bowden, S., 2014c. PN Junction. *PVCDROM*. Disponível em: <http://www.pveducation.org/pvcdrom/pn-junction> [Acedido Novembro 27, 2014].
- IET, PVGIS. *Institute for Energy and Transport, Joint Research Centre, European Commission*. Disponível em: <http://re.jrc.ec.europa.eu/pvgis/index.htm> [Acedido Agosto 4, 2015].
- Lei nº 2002/44 de 26 de dezembro do Ministério das Obras Públicas e Comunicações*. Diário da República: I Série, Nº 285, 1944.
- Lei nº 67-A/2007 de 31 de dezembro*. Orçamento do Estado para 2008.
- Liou, K.N., 2002. *An Introduction to Atmospheric Radiation* 2.<sup>a</sup> ed. R. Dmowska, J. R. Holton, & H. T. Rossby, eds., Academic Press.
- Mendes, F., 2014. PV Modules. *IST*.
- Morais, J., 2009. *Sistemas Fotovoltaicos: Da Teoria à Prática*, Disponível em: <http://pt.calameo.com/>.
- Morningstar, <http://www.morningstarcorp.com/>. Disponível em: <http://www.morningstarcorp.com/> [Acedido Agosto 20, 2015].
- NREL, 2014. Nacional Center for Photovoltaics. *National Renewable Energy Laboratory*. Disponível em: <http://www.nrel.gov/ncpv/> [Acedido Novembro 29, 2014].
- OMIE, Mercado de Eletricidade. *Operador do Mercado Ibérico de Energia*. Disponível em: <http://www.omie.es/pt/> [Acedido Dezembro 21, 2015].
- OMIP, The Iberian Energy Derivates Exchange. Disponível em: <http://www.omip.pt/> [Acedido Janeiro 4, 2016].
- Paiva, J.P.S., 2011. *Redes de Energia Elétrica: Uma Análise Sistémica* 3<sup>a</sup> ed., IST Press.
- Pinho, J.T. & Galdino, M.A., 2014. *Manual de Engenharia para Sistemas Fotovoltaicos*, Rio de Janeiro.
- Portaria nº 332/2012 de 22 de outubro do Ministério da Economia e do Emprego*. Diário da República: I Série, Nº 204, 2012.
- Portaria nº 14/2015 de 23 de janeiro do Ministério do Ambiente, Ordenamento do Território e Energia*. Diário da República: I Série, Nº 16, 2015.
- Portaria nº 15/2015 de 23 de janeiro*. Diário da República: I Série, Nº 16, 2015.
- Portaria nº 60-E/2015 de 2 de março do Ministério do Ambiente, Ordenamento do Território e Energia*. Diário

da República: I Série, N° 42, 2015.

Portaria nº 97/2015 de 30 de março do Ministério do Ambiente, Ordenamento do Território e Energia. Diário da República: I Série, N° 62, 2015.

Princeton Engineering Services, Solar System Design. Disponível em: [http://www.ehvacdesign.com/solar\\_system\\_design.htm](http://www.ehvacdesign.com/solar_system_design.htm) [Acedido Julho 20, 2015].

REN 21, 2015. Renewables 2015 Global Status Report.

Resende, M.J. & Labrique, S., Ligação de Cargas em Sistemas Trifásicos. *IST*. Disponível em: <http://e-lee.ist.utl.pt> [Acedido Dezembro 7, 2015].

RITEK, Crystalline (C-Si) Solar Modules. Disponível em: [http://www.riteksolar.com.tw/eng/p2-solar\\_modules.asp](http://www.riteksolar.com.tw/eng/p2-solar_modules.asp) [Acedido Dezembro 12, 2014].

Rolls, Rolls Battery Engineering. Disponível em: <http://rollsbattery.com/> [Acedido Agosto 20, 2015].

Rydh, C.J. & Sandén, B.A., 2005. Energy Analysis of Batteries in Photovoltaic Systems Part I: Performance and Energy Requirements. *Energy Conversion and Management*.

SolarGIS, 2014. Maps for the Solar Energy Community. *GeoModel Solar*. Disponível em: <http://solargis.info/doc/maps-for-solar-energy> [Acedido Novembro 20, 2014].

TempoPrevisão, 2012. Solstício de Verão. Disponível em: <http://tempoprevisao.net/solsticio-de-verao/> [Acedido Novembro 14, 2014].

VolkerQuaschnig, 2004. Photovoltaic Systems. *Renewable Energy World*. Disponível em: <http://www.volker-quaschnig.de/> [Acedido Dezembro 9, 2014].

Wikipedia, 2013a. Hora Solar Pico. Disponível em: [http://es.wikipedia.org/wiki/Hora\\_solar\\_pico](http://es.wikipedia.org/wiki/Hora_solar_pico) [Acedido Dezembro 12, 2014].

Wikipedia, 2013b. PN Junction. Disponível em: [http://en.wikipedia.org/wiki/P-n\\_junction](http://en.wikipedia.org/wiki/P-n_junction) [Acedido Novembro 27, 2014].



## Anexos - Configuração elétrica das unidades de produção fotovoltaica para autoconsumo otimizadas

